PARTE E

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Regulamento n.º 496/2011

Aprovação dos novos Regulamentos: Regulamento de Relações Comerciais, Regulamento Tarifário e Regulamento do Acesso às Redes e Interligações

O novo período regulatório do sector eléctrico inicia-se em 2012. Entretanto, recentemente ocorreram significativas alterações legislativas tanto a nível comunitário como a nível nacional que marcaram os termos e as condições que enquadram o funcionamento deste novo período regulatório.

A nível comunitário, destaca-se o terceiro pacote legislativo da União Europeia, publicado em 13 de Julho de 2009, que estabelece a adopção de mecanismos e de medidas destinadas a intensificar a liberalização dos mercados, a aprofundar a transparência do seu funcionamento e a reforçar os direitos e garantias dos consumidores, designadamente dos mais vulneráveis.

No âmbito do sector eléctrico destaca-se a Directiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de Julho, relativa ao Mercado Interno de Electricidade e o Regulamento (CE) 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, estabelecendo disposições de reforço da protecção dos consumidores, da separação jurídica e patrimonial do operador da rede de transporte, da transparência do funcionamento dos mercados, do reforço dos poderes e atribuições das entidades reguladoras nacionais, e da criação da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) e do reforço da informação no âmbito dos mercados retalhistas.

Esta Directiva, que revogou a Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, foi recentemente transposta para o direito nacional, através do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, que introduziu alterações ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, designadamente em matéria dos direitos dos consumidores com a obrigação de criação de balcões únicos e de instituição de mecanismos de resolução extra-judicial dos conflitos, da certificação do operador da rede de transporte, do planeamento das redes através de consultas públicas, do reforço da independência das entidades reguladoras nacionais e das suas atribuições e competências e da cooperação dos mercados regionais e seu incremento.

O inicio de um novo período de regulação do sector eléctrico em 2012 e a necessidade de incorporar alterações legislativas entretanto verificadas, bem como as resultantes da experiência de aplicação dos actuais regulamentos, justificam a aprovação de novos regulamentos, seguindo-se o procedimento regulamentar estabelecido no art.º 23 dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

Integrado neste processo, foi colocada a consulta pública a revisão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), do Regulamento Tarifário (RT) e do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) do sector eléctrico, tendo sido as respectivas propostas submetidas a ampla discussão acompanhadas dos respectivos documentos justificativos. Desta consulta pública resultaram os novos regulamentos que, pela presente deliberação, se aprovam e publicam. Em relação aos regulamentos anteriores, as matérias alteradas foram as submetidas a consulta pública, identificadas no documento justificativo e respectivo articulado, que o acompanhou, tendo em consideração os comentários entretanto recebidos, mantendo-se inalteradas as restantes matérias.

Quanto ao RRC, as matérias alteradas decorreram das seguintes razões:

- Necessidade de se preverem regras que determinem a disponibilização e a divulgação de propostas de fornecimento por parte dos comercializadores, procurando assegurar a existência de ofertas no mercado, sem prejuízo das regras em matéria de concorrência.
- Reforço das regras conducentes a uma separação efectiva das actividades, designadamente através da certificação do operador da rede de transporte e o aprofundamento da diferenciação de imagem do operador da rede de distribuição e do comercializador de último recurso (CUR).
- Adopção de medidas que visam incrementar a transparência e a supervisão na contratação de electricidade.
- Ajustamentos ao processo de mudança de comercializador da evolução de mercado.
- Reorganização do regime de mercado em função do posicionamento atribuído ao CUR.
- Impactes da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em baixa tensão especial (BTE), média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) em diferentes vertentes do relacionamento comercial no sector eléctrico.

- Adequação ao novo conceito de tarifa social e suas implicações no relacionamento comercial, designadamente com os produtores em regime ordinário.
- Reforço de medidas destinadas à protecção dos consumidores de electricidade, resultantes de alterações legislativas e das experiências entretanto recolhidas no âmbito do funcionamento do sector eléctrico.

Quanto ao RT as matérias alteradas decorreram das seguintes razões:

- Introdução de preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores de energia eléctrica em regime ordinário e em regime especial, deixando assim esta tarifa de ser integralmente paga pelos consumidores.
- Introdução de inovação nas tarifas de acesso às redes com vista a permitir a adopção de tarifas dinâmicas por opção dos clientes.
- Harmonização do conceito de BTE e BTN entre as Regiões Autónomas e Portugal Continental e dos escalões das opções tarifárias nacionais na BTN.
- Extinção das opções tarifárias dependentes do uso nas Regiões Autónomas e da tarifa de Venda a Clientes Finais em AT na Região Autónoma da Madeira.
- Introdução do mecanismo de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE, decorrido o período transitório até 31 de Dezembro 2011.
- Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das TVCF para tarifas aditivas e definição do referencial de convergência das TVCF em MT e BTE nas Regiões Autónomas para as tarifas de Portugal Continental.
- Simplificação da metodologia de cálculo dos custos de operação e manutenção da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.
- Incorporação das alterações decorrentes da Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho, relativa ao regime de interruptibilidade e das alterações decorrentes da Resolução de Conselho de Ministros n.º 49/2010, que aprovou um contrato de concessão atribuído à REN para exploração de uma zona piloto para o aproveitamento de energia a partir de ondas marítimas.
- Novo modelo de reporte da REN à ERSE, relativo à informação sobre imputação de custos de serviços prestados por empresas do grupo REN às actividades reguladas.
- Melhoria da metodologia da regulação por incentivos aplicada aos custos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.
- Promoção da inovação nas redes, garantindo uma partilha equilibrada de risco entre as partes.
- Fixação da taxa para cálculo dos encargos ou proveitos financeiros associados ao saldo acumulado da conta de Correcção de Hidraulicidade decorrentes da extinção daquele mecanismo estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de Outubro.
- Alteração do mecanismo do aprovisionamento do CUR: (i) separação de funções de aquisição de energia eléctrica para fornecimento dos clientes do CUR e de aquisição da energia eléctrica aos produtores em regime especial (PRE) e (ii) mecanismo de aquisição eficiente de energia eléctrica por parte do CUR.
- Reforço da regulação por incentivos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.
- Alteração da forma de regulação dos custos operacionais de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema das Regiões Autónomas de custos aceites para uma regulação por incentivos.
- Melhoria da metodologia de aplicação da regulação por incentivos na actividade de Distribuição e de Comercialização de Energia Eléctrica nas Regiões Autónomas.
- Alteração do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição e do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço em vigor.

Quanto ao RARI, as matérias alteradas decorreram das seguintes razões:

- Adaptação das disposições do acesso às redes às novas condições da tarifa de Uso da Rede de transporte.

O procedimento regulamentar processou-se nos termos estabelecidos no art.º 23.º dos Estatutos da ERSE, tendo sido recebidos os pareceres do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário, bem como os comentários e sugestões dos interessados.

A identificação dos comentários e sugestões, bem como a resposta da ERSE aos mesmos, consta de um documento da ERSE que, juntamente com o documento justificativo que acompanhou a proposta de revisão regulamentar, fica a fazer parte integrante da presente fundamentação preambular.

Nestes termos:

Ao abrigo das disposições conjugadas do artigo 77.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, dos artigos 65.º, 66.º e n.º 1 do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, e da alínea b) do n.º 1 do artigo 31.º dos Estatutos da ERSE anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, o Conselho de Administração da ERSE deliberou, no âmbito do sector eléctrico, o seguinte:

1.º Aprovar o novo Regulamento de Relações Comerciais, que constitui o Anexo I da presente deliberação.

2.º Aprovar o novo Regulamento Tarifário, que constitui o Anexo II da presente deliberação.

3.º Aprovar o novo Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, que constitui o Anexo III da presente deliberação.

4.º Os novos regulamentos entram em vigor no dia seguinte ao da publicação da presente deliberação no Diário da República, sem prejuízo do estabelecido em cada um dos regulamentos quanto à entrada em vigor das suas disposições e do regime transitório neles estabelecido.

5.º Os Anexos I, II e III referidos nos n.ºs 1 a 3 ficam a fazer parte integrante da presente deliberação.

6.º O documento que integra os comentários da consulta pública promovida pela ERSE e a resposta da ERSE, justificando as suas decisões, é publicado na página da ERSE na Internet, ficando a fazer parte integrante da justificação preambular desta deliberação.

7.º A presente deliberação entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

27 de Julho de 2011

O Conselho de Administração

Prof. Doutor Vitor Santos

Doutor José Braz

Dr. Ascenso L. Simões

ANEXO I – Regulamento de Relações Comerciais do Sector Eléctrico

Parte I – Princípios e disposições gerais

Capítulo I

Princípios e disposições gerais

Artigo 1.º

Objecto

1 - O presente regulamento tem por objecto estabelecer as disposições relativas às relações comerciais entre os vários sujeitos intervenientes no Sistema Eléctrico Nacional (SEN), bem como as condições comerciais para ligação às redes públicas.

2 - O presente regulamento estabelece igualmente as disposições relativas ao funcionamento das relações comerciais nos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, bem como o funcionamento das relações comerciais entre aqueles sistemas eléctricos e o sistema eléctrico de Portugal continental.

Artigo 2.º

Âmbito de aplicação

Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento:

1 - Em Portugal continental:

a) Os consumidores ou clientes.

b) Os comercializadores.

c) Os comercializadores de último recurso.

d) O operador logístico de mudança de comercializador.

e) Os operadores das redes de distribuição em baixa tensão (BT).

f) O operador das redes de distribuição em média tensão (MT) e alta tensão (AT).

g) O operador da rede de transporte.

h) O Agente Comercial.

i) A concessionária da zona piloto.

j) Os produtores em regime ordinário.

k) Os produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.

l) Os operadores de mercados.

m) Outras pessoas singulares ou colectivas que exerçam actividades relacionadas com produção, comercialização ou compra e venda de energia eléctrica.

2 - Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira estão ainda abrangidos:

a) Os clientes vinculados.

b) A concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA).

c) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM).

d) Os produtores vinculados.

e) Os produtores não vinculados.

f) Os produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.

3 - Estão abrangidas pelo presente regulamento as seguintes matérias:

a) Identificação dos sujeitos intervenientes no sector eléctrico e respectivas actividades e funções.

b) Regras de relacionamento comercial aplicáveis aos operadores das redes, comercializadores e comercializadores de último recurso.

c) Condições comerciais de ligações às redes.

d) Regras relativas à medição, leitura e disponibilização de dados de consumo de energia eléctrica.

e) Escolha de comercializador, modalidades de contratação e funcionamento dos mercados de energia eléctrica.

f) Regras de relacionamento comercial dos comercializadores e comercializadores de último recurso com os respectivos clientes.

g) Convergência tarifária com as Regiões Autónomas.

h) Garantias administrativas e resolução de conflitos.

Artigo 3.º

Siglas e definições

1 - No presente regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

a) AT - Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).

b) BT - Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).

c) BTE - Baixa Tensão Especial, fornecimentos ou entregas em Baixa Tensão com a potência contratada superior a 41,4 kW.

d) BTN - Baixa Tensão Normal, fornecimentos ou entregas em Baixa Tensão com a potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA.

e) CAE - Contrato de Aquisição de Energia Eléctrica.

f) CMEC - Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual.

g) CMVM - Comissão do Mercado de Valores Mobiliários.

h) DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia.

i) ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

j) MAT - Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).

k) MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidade.

l) MT - Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).

m) RAA - Região Autónoma dos Açores.

n) RAM - Região Autónoma da Madeira.

o) RARI - Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

p) RND - Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em alta e média tensão.

q) RNT - Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Portugal continental.

r) RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço.

s) RT – Regulamento Tarifário.

t) SEN - Sistema Eléctrico Nacional.

2 - Para efeitos do presente regulamento, entende-se por:

a) Agente de mercado - entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, produtor em regime especial, comercializador, comercializador de último recurso, Agente Comercial e cliente.

b) Ajustamento para perdas - mecanismo que relaciona a energia eléctrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.

c) Cogerador - entidade que detenha uma instalação de cogeração licenciada, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de Março.

d) Contagem bi-horária - medição da energia eléctrica consumida, sendo feita a distinção entre o consumo nas horas de vazio e nas horas fora de vazio.

e) Contrato de uso das redes - contrato que tem por objecto as condições comerciais relacionadas com a retribuição a prestar pelos utilizadores das redes aos operadores das redes pelo uso das redes e das interligações, nos termos do RARI.

f) Deslastre de carga - interrupção da alimentação de alguns consumos de energia eléctrica, com o objectivo de preservar o funcionamento do sistema eléctrico, a nível local ou nacional, em condições aceitáveis de tensão e frequência.

g) Distribuição - veiculação de energia eléctrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização.

h) Entrega de energia eléctrica - alimentação física de energia eléctrica.

i) Fornecedor - entidade com capacidade para efectuar fornecimentos de energia eléctrica, correspondendo a uma das seguintes entidades: produtor em regime ordinário, produtor em regime especial, comercializador ou comercializador de último recurso.

j) Instalação eventual - instalação estabelecida com o fim de realizar, com carácter temporário, um evento de natureza social, cultural ou desportiva.

k) Instalação provisória - instalação destinada a ser usada por tempo limitado, no fim do qual é desmontada, deslocada ou substituída por outra definitiva.

l) Interligação - ligação por uma ou várias linhas entre duas ou mais redes.

m) Interruptibilidade – regime de contratação de energia eléctrica que prevê a possibilidade de interrupção do fornecimento com a finalidade de limitar os consumos em determinados períodos considerados críticos para a exploração e segurança do sistema eléctrico.

n) Ponto de entrega - ponto da rede onde se faz a entrega ou recepção de energia eléctrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede.

o) Período horário - intervalo de tempo no qual a energia activa é facturada ao mesmo preço.

p) Produtor em regime especial - entidade titular de licença de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, cogeração, miniprodução, microprodução ou outra produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica.

q) Recepção de energia eléctrica - entrada física de energia eléctrica.

r) Serviços de sistema - serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

s) Transporte - veiculação de energia eléctrica numa rede interligada de Muito Alta Tensão e Alta Tensão, para efeitos de recepção dos produtores e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização.

t) Uso das redes - utilização das redes e instalações nos termos do RARI.

Artigo 4.º

Prazos

1 - Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente regulamento que não tenham natureza administrativa são prazos contínuos.

2 - Os prazos previstos no número anterior contam-se nos termos gerais previstos no Código Civil.

3 - Os prazos de natureza administrativa fixados no presente regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 5.º

Princípios gerais de relacionamento comercial

O relacionamento comercial entre as entidades que operam no SEN, entre estas entidades e os respectivos clientes, bem como com os demais sujeitos intervenientes, deve processar-se de modo a que sejam observados, quando aplicáveis, os seguintes princípios gerais:

a) Garantia de oferta de energia eléctrica e outros serviços em termos adequados às necessidades e opções dos consumidores.

b) Garantia das condições necessárias ao equilíbrio económico-financeiro das entidades que integram os sistemas eléctricos públicos.

c) Igualdade de tratamento e de oportunidades.

d) Concorrência, sem prejuízo do cumprimento das obrigações de serviço público.

e) Imparcialidade nas decisões.

f) Liberdade de escolha do comercializador de energia eléctrica.

g) Transparência das regras aplicáveis às relações comerciais.

h) Direito à informação e salvaguarda da confidencialidade da informação comercial considerada sensível.

i) Racionalidade e eficiência dos meios a utilizar, desde a produção ao consumo.

Artigo 6.º

Ónus da prova

1 - Nos termos da lei, cabe aos operadores das redes, comercializadores de último recurso e comercializadores a prova de todos os factos relativos ao cumprimento das suas obrigações e execução das diligências inerentes à prestação dos serviços previstos no presente regulamento.

2 - Ao abrigo do disposto no número anterior, o ónus da prova sobre a realização das comunicações relativas à exigência do pagamento e do momento em que as mesmas foram efectuadas incide sobre os operadores e comercializadores mencionados no número anterior.

Artigo 7.º

Serviços opcionais

1 - Os operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso podem disponibilizar aos seus clientes serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais relativamente aos serviços regulados, desde que relacionados com as actividades que lhes estão legalmente atribuídas.

2 - A prestação de serviços opcionais pelos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso está sujeita à observância dos seguintes princípios:

a) Não discriminação.

b) Transparência de custos, nos termos definidos pelo RT.

c) Proporção entre os benefícios e os custos para a empresa e os descontos e os preços dos serviços a disponibilizar.

d) Adequação do nível de informação e dos meios para a sua divulgação ao cliente.

e) Garantia de identificação inequívoca dos serviços opcionais e respectivos preços relativamente aos serviços regulados e respectivos preços.

f) Garantia da obrigatoriedade de disponibilização dos serviços regulados.

3 - A disponibilização dos serviços opcionais está sujeita a apreciação prévia pela ERSE.

Artigo 8.º

Auditorias de verificação do cumprimento das disposições regulamentares

1 - O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso e o Agente Comercial deverão recorrer a mecanismos de auditoria para verificar o cumprimento das disposições regulamentares que lhes são aplicáveis.

2 - As auditorias são promovidas pelas entidades referidas no número anterior, recorrendo para o efeito a auditores externos independentes de reconhecida idoneidade.

3 - O conteúdo das auditorias e os critérios de selecção das entidades responsáveis pela realização das auditorias são aprovadas pela ERSE, na sequência de proposta das entidades responsáveis pela promoção das auditorias.

4 - Com uma periodicidade de 2 em 2 anos, devem ser realizadas auditorias sobre as seguintes matérias:

a) Verificação do cumprimento das regras e procedimentos associados ao Código de Conduta previsto no Artigo 26.º a realizar pelo operador da rede de transporte.

b) Verificação do cumprimento das regras e procedimentos associados ao Código de Conduta previsto no Artigo 51.º a realizar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

c) Verificação do cumprimento das regras e procedimentos associados ao Código de Conduta previsto no Artigo 71.º a realizar pelo comercializador de último recurso.

d) Verificação do cumprimento das regras e procedimentos associados ao Código de Conduta previsto no Artigo 83.º a realizar pelo Agente Comercial.

e) Verificação do cumprimento do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados previsto no Artigo 172.º a realizar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

f) Verificação do cumprimento dos procedimentos de mudança de comercializador previstos na Secção III do Capítulo XII a realizar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

5 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, sempre que o considere necessário, a ERSE pode solicitar às entidades mencionadas no n.º 1 a realização de auditorias, fundamentando o seu pedido.

6 - Os relatórios das auditorias deverão ser enviados à ERSE e publicados nas páginas na Internet das entidades responsáveis pela promoção das auditorias.

Capítulo II

Sujeitos intervenientes no relacionamento comercial

Secção I

Sujeitos intervenientes no relacionamento comercial em Portugal continental

Artigo 9.º

Consumidores ou clientes

1 - Consumidor ou cliente é a pessoa singular ou colectiva que compra energia eléctrica para consumo próprio.

2 - Para efeitos do presente regulamento, considera-se que os conceitos de cliente e de consumidor são utilizados como tendo o mesmo significado.

3 - Os clientes podem ser abastecidos de energia eléctrica em MAT, AT, MT e BT.

4 - O cliente é considerado doméstico ou não doméstico consoante a energia eléctrica se destine, respectivamente, ao consumo privado no seu agregado familiar ou a uma actividade profissional ou comercial, considerando o disposto na Lei n.º 24/96, de 31 de Julho, relativamente ao conceito de consumidor.

5 - Nos termos da lei, entende-se por cliente vulnerável, as pessoas singulares que se encontrem em situação de carência sócio-económica e que, tendo o direito de acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia eléctrica, devem ser protegidas, nomeadamente no que respeita a preços.

Artigo 10.º

Comercializadores

1 - Os comercializadores são entidades cuja actividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros.

2 - O exercício da actividade de comercialização pelos comercializadores está sujeito a registo prévio, nos termos estabelecidos na lei.

3 - Ao abrigo dos acordos internacionais em que o Estado Português é parte signatária, o reconhecimento da qualidade de comercializador por uma das partes significa o reconhecimento automático pela outra parte, sendo objecto de registo.

Artigo 11.º

Comercializadores de último recurso

1 - Os comercializadores de último recurso são as entidades titulares de licença de comercialização, que no exercício da sua actividade estão sujeitos à obrigação da prestação universal do serviço de fornecimento de energia eléctrica, garantindo a satisfação das necessidades dos clientes com fornecimentos em BTN, com potência contratada até 41,4 kVA, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

2 - A licença prevista no número anterior é atribuída à sociedade, juridicamente independente das sociedades que exerçam as demais actividades, constituída pela EDP Distribuição - Energia, S.A., bem como às demais entidades concessionárias de distribuição de energia eléctrica em BT, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de Setembro, dentro das suas áreas de concessão e enquanto durar o correspondente contrato.

Artigo 12.º

Operador logístico de mudança de comercializador

1 - O operador logístico de mudança de comercializador é a entidade responsável pela gestão do processo de mudança de comercializador, cabendo-lhe, nomeadamente a gestão dos equipamentos de medição e a sua leitura, local ou remota, nos termos da legislação aplicável.

2 - Até à data de entrada em funcionamento do operador logístico de mudança de comercializador, nos termos de legislação específica, as atribuições referidas no número anterior são desenvolvidas pelas seguintes entidades:

a) A gestão do processo de mudança de comercializador é desenvolvida pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

b) As actividades de gestão e leitura dos equipamentos de medição são desenvolvidas pelos operadores das redes, relativamente aos equipamentos de medição das instalações ligadas às suas redes.

Artigo 13.º

Operadores das redes de distribuição

1 - Os operadores das redes de distribuição são entidades concessionárias da RND ou de redes em BT, autorizados a exercer a actividade de distribuição de energia eléctrica.

2 - Os operadores das redes de distribuição desenvolvem actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, nos termos previstos no Capítulo IV deste regulamento.

Artigo 14.º

Operador da rede de transporte

1 - O operador da rede de transporte é a entidade concessionária da RNT, nos termos das Bases de Concessão e do respectivo contrato.

2 - O operador da rede de transporte desempenha as actividades de Transporte de Energia Eléctrica e de Gestão Global do Sistema, definidas nos termos do Capítulo III deste regulamento.

Artigo 15.º

Concessionária da zona piloto

1 - A concessionária da zona piloto é a entidade responsável, em regime de serviço público, pela gestão da zona piloto, identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de Janeiro, destinada à produção de energia eléctrica a partir da energia das ondas.

2 - A concessionária da zona piloto relaciona-se com a entidade concessionária da RNT nos termos do Capítulo IX.

Artigo 16.º

Agente Comercial

1 - O Agente Comercial é responsável pela compra e venda de toda a energia eléctrica proveniente dos CAE, nos termos previstos no Capítulo VI deste regulamento.

2 - A actividade de Agente Comercial é exercida por entidade juridicamente separada da entidade concessionária da RNT, nas condições legalmente previstas para o efeito.

Artigo 17.º

Produtores em regime ordinário

São produtores em regime ordinário as entidades titulares de licença de produção de energia eléctrica, atribuída nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

Artigo 18.º

Produtores em regime especial

São produtores em regime especial as entidades titulares de licença de produção de energia eléctrica, atribuída ao abrigo de regimes jurídicos específicos, nos termos referidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho.

Artigo 19.º

Operadores de mercado

1 - Os operadores de mercado são as entidades responsáveis pela gestão de mercados organizados, nas modalidades de contratação diária, intradiária ou a prazo e pela concretização de actividades conexas, nomeadamente a determinação de índices e a divulgação de informação.

2 - As funções dos operadores de mercado são as previstas no Capítulo XIV deste regulamento.

Secção II

Sujeitos intervenientes no relacionamento comercial nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Artigo 20.º

Clientes vinculados

1 - O cliente vinculado é a pessoa singular ou colectiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica com a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou com a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, consoante o caso, compra energia eléctrica para consumo próprio, devendo ser considerado o disposto no Artigo 9.º.

2 - Os clientes vinculados nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira podem ser abastecidos em AT, MT ou BT.

Artigo 21.º

Concessionária do transporte e distribuição da RAA

A concessionária do transporte e distribuição é a entidade a quem cabe, em regime exclusivo e de serviço público, mediante a celebração de um contrato de concessão com o Governo Regional dos Açores, a gestão técnica global dos sistemas eléctricos de cada uma das ilhas do Arquipélago dos Açores, o transporte e a distribuição de energia eléctrica nos referidos sistemas, bem como a construção e a exploração das respectivas infra-estruturas, conforme o disposto no Capítulo XV deste regulamento.

Artigo 22.º

Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

A concessionária do transporte e distribuidor vinculado é a entidade a quem cabe, em regime exclusivo e de serviço público, mediante a celebração de um contrato de concessão com o Governo Regional da Madeira, a gestão técnica global dos sistemas eléctricos de cada uma das ilhas do Arquipélago da Madeira, o transporte e a distribuição de energia eléctrica nos referidos sistemas, bem como a construção e a exploração das respectivas infra-estruturas, conforme o disposto no Capítulo XV deste regulamento.

Artigo 23.º

Produtores vinculados

1 - O produtor vinculado na RAA é a entidade titular de uma licença vinculada de produção de energia eléctrica, atribuída pelo serviço competente do respectivo Governo Regional, na sequência de celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica vinculado ao sistema eléctrico público, aprovado pela ERSE.

2 - O produtor vinculado na RAM é a entidade titular de uma licença vinculada de produção de energia eléctrica, atribuída pelo serviço competente do respectivo Governo Regional, na sequência de celebração de um contrato de vinculação com a concessionária do transporte e distribuidor vinculado, comprometendo-se a abastecer o sistema eléctrico público em exclusivo.

Artigo 24.º

Produtores não vinculados

1 - O produtor não vinculado na RAA é a entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica, atribuída pelo serviço competente do respectivo Governo Regional, na sequência de contrato de fornecimento de energia eléctrica não vinculado ao sistema eléctrico público, aprovado pela ERSE.

2 - O produtor não vinculado na RAM é a entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica, atribuída pelo serviço competente do respectivo Governo Regional, através da qual é autorizado o exercício da actividade de produção de energia eléctrica.

3 - Na RAA, os produtores que utilizam como energia primária os recursos endógenos ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos e os cogeradores são também considerados produtores não vinculados.

Parte II – Relacionamento comercial em Portugal continental

Capítulo III

Operador da rede de transporte

Secção I

Disposições gerais

Artigo 25.º

Actividades do operador da rede de transporte

1 - No desempenho das suas atribuições, o operador da rede de transporte deve individualizar as seguintes actividades:

a) Transporte de Energia Eléctrica.

b) Gestão Global do Sistema.

2 - A separação das actividades referidas no n.º 1 deve ser realizada em termos contabilísticos e organizativos.

3 - O exercício pelo operador da rede de transporte das actividades estabelecidas no n.º 1 está sujeito à observância dos seguintes princípios gerais:

a) Salvaguarda do interesse público.

b) Igualdade de tratamento e de oportunidades.

c) Não discriminação.

d) Concretização dos benefícios que podem ser extraídos da exploração técnica conjunta do SEN e da interligação com outros sistemas eléctricos.

e) Transparência das decisões, designadamente através de mecanismos de informação e de auditoria.

Artigo 26.º

Independência do operador da rede de transporte

1 - O operador da rede de transporte é independente, no plano jurídico e patrimonial, das entidades que exerçam, directamente ou através de empresas coligadas, actividades de produção, distribuição ou comercialização de electricidade.

2 - De forma a assegurar a independência prevista no número anterior, devem ser observados os seguintes princípios:

a) Os gestores do operador da rede de transporte não podem integrar os órgãos sociais que tenham por actividade a produção, distribuição ou comercialização de electricidade.

b) Os interesses profissionais referidos na alínea anterior devem ficar devidamente salvaguardados, de forma a assegurar a sua independência.

c) O operador da rede de transporte deve dispor de um poder decisório efectivo e independente de outros intervenientes do SEN, designadamente no que respeita aos activos necessários para manter ou desenvolver a rede.

d) O operador da rede de transporte deve dispor de um Código de Conduta que estabeleça as medidas necessárias para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e o seu controlo de forma adequada, definindo as obrigações específicas dos funcionários para a prossecução destes objectivos.

3 - O Código de Conduta referido na alínea d) do número anterior deve estabelecer as regras a observar pelos responsáveis das actividades do operador da rede de transporte, no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento com os agentes de mercado e com o operador da rede de distribuição em MT e AT, com observância do disposto na Base V do Anexo II do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, relativamente à utilidade pública das suas actividades.

4 - No prazo de 60 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, o operador da rede de transporte deve publicar, designadamente na sua página na Internet, o Código de Conduta referido na alínea d) do n.º 2 e enviar um exemplar à ERSE.

5 - A verificação do cumprimento do Código de Conduta do operador da rede de transporte fica sujeita à realização de auditoria nos termos previstos no Artigo 8.º.

Artigo 27.º

Certificação do operador da rede de transporte

1 - O processo de certificação do operador da rede de transporte, desenvolvido pela ERSE, tem como objecto a avaliação do cumprimento das condições relativas à separação jurídica e patrimonial do operador da rede de transporte.

2 - Para efeitos de certificação, o operador da rede de transporte deve enviar à ERSE, no prazo de 60 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, um relatório contendo informação completa e detalhada sobre as entidades que, directa ou indirectamente, tenham direitos de voto superiores a 2% sobre o seu capital social, bem como as actividades por aquelas desenvolvidas.

3 - Após o seu envio, nos termos do número anterior, o referido relatório deverá passar a ser remetido à ERSE, até 31 de Março de cada ano, respeitando à situação existente em 31 de Dezembro do ano civil anterior.

4 - A certificação do operador da rede de transporte pela ERSE só produz efeitos depois de obtido o parecer da Comissão Europeia, nos termos previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009, de 13 de Julho.

5 - A decisão de certificação do operador da rede de transporte será imediatamente notificada pela ERSE à Comissão Europeia, acompanhada de toda a informação associada ao processo de certificação.

Artigo 28.º

Reapreciação das condições de certificação do operador da rede de transporte

A reapreciação das condições de certificação do operador da rede de transporte será desencadeada pela ERSE sempre que se verifique uma das seguintes situações:

a) O operador da rede de transporte tenha notificado a ERSE sobre alterações ou transacções previstas que possam exigir a reapreciação das condições da certificação efectuada.

b) A Comissão Europeia tenha dirigido à ERSE um pedido fundamentado de reapreciação da certificação.

c) A ERSE tenha conhecimento da existência ou previsão de alterações susceptíveis de conduzir ao incumprimento das condições da certificação efectuada.

Artigo 29.º

Envio de informação pelo operador da rede de transporte para efeitos de certificação

1 - A informação solicitada ao operador da rede de transporte para efeitos de verificação das condições de certificação deve ser enviada à ERSE no prazo de 10 dias úteis a contar da data do pedido.

2 - A informação sobre a existência ou a previsão de alterações ou transacções relevantes para efeitos de certificação deve ser enviada pelo operador da rede de transporte à ERSE no prazo de 10 dias úteis a contar da data do seu conhecimento.

Artigo 30.º

Informação

1 - O operador da rede de transporte, no desempenho das suas actividades deve assegurar o registo e a divulgação da informação de forma a:

a) Concretizar os princípios da igualdade, da transparência e da independência enunciados no n.º 3 do Artigo 25.º e no Artigo 26.º.

b) Justificar perante as entidades com as quais se relaciona as decisões tomadas.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da rede de transporte deverá submeter à aprovação da ERSE, no prazo de 120 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, uma proposta fundamentada sobre a lista da informação comercialmente sensível obtida no exercício das suas actividades que pretenda considerar de natureza confidencial.

3 - O operador da rede de transporte deve tomar, na sua organização e funcionamento internos, as providências necessárias para que fiquem limitadas aos serviços, ou às pessoas que directamente intervêm em cada tipo específico de actividade e operação, as informações de natureza confidencial aprovadas pela ERSE de que hajam tomado conhecimento em virtude do exercício das suas funções, as quais ficam sujeitas a segredo profissional.

4 - O disposto no número anterior não é aplicável sempre que:

a) O operador da rede de transporte e as pessoas indicadas no número anterior tenham de prestar informações ou fornecer outros elementos à ERSE.

b) Exista qualquer outra disposição legal que exclua o cumprimento desse dever.

c) A divulgação de informação ou o fornecimento dos elementos em causa tiverem sido autorizados por escrito pela entidade a que respeitam.

Secção II
Transporte de energia eléctrica

Artigo 31.º
Transporte de Energia Eléctrica

1 - A actividade de Transporte de Energia Eléctrica deve assegurar a operação da rede de transporte de energia eléctrica em condições técnicas e económicas adequadas.

2 - No âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, compete ao operador da rede de transporte, nomeadamente:

a) Planear e promover o desenvolvimento da rede de transporte e interligação, de forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos pontos de entrega, assegurando o cumprimento dos padrões de segurança que lhe sejam aplicáveis.

b) Assegurar, a longo prazo, a capacidade necessária à segurança de abastecimento e a pedidos de acesso à rede de transporte, por parte dos utilizadores das redes, nos termos do disposto no RARI.

c) Proceder à manutenção da rede de transporte e interligação.

d) Receber a energia eléctrica dos centros electroprodutores ligados directamente à rede de transporte.

e) Receber energia eléctrica das redes com as quais a rede de transporte estiver ligada.

f) Coordenar o funcionamento da rede de transporte e interligação por forma a assegurar a veiculação de energia eléctrica dos pontos de recepção até aos pontos de entrega, observando os níveis de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos.

g) Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis, nos termos do RQS.

h) Proceder à entrega de energia eléctrica através das interligações em MAT.

i) Proceder à entrega de energia eléctrica ao operador da rede de distribuição em MT e AT e às instalações consumidoras ligadas à rede de transporte.

j) Coordenar o funcionamento das instalações da rede de transporte com vista a assegurar a sua compatibilização com as instalações do operador da rede de distribuição em MT e AT, dos produtores, dos clientes e dos produtores em regime especial que a ela estejam ligados ou se pretendam ligar, indicando as características ou parâmetros essenciais para o efeito.

k) Manter um registo de queixas que lhe tenham sido apresentadas pelos restantes intervenientes no SEN.

3 - No âmbito da operação da rede de transporte, o tratamento das perdas de energia eléctrica é efectuado nos termos do disposto no RARI.

4 - Não é permitido ao operador da RNT adquirir energia eléctrica para efeitos de comercialização.

Artigo 32.º

Interrupção do fornecimento e recepção de energia eléctrica

Às interrupções do fornecimento de energia eléctrica aos operadores das redes de distribuição e a clientes ligados directamente à RNT, bem como às interrupções de recepção de energia eléctrica de centros electroprodutores, aplica-se, com as necessárias adaptações, o disposto na Secção IV do Capítulo IV do presente regulamento e as demais disposições legais aplicáveis.

Secção III

Gestão Global do Sistema

Artigo 33.º

Gestão Global do Sistema

1 - A actividade de Gestão Global do Sistema deve assegurar, nomeadamente:

a) A coordenação sistémica das infra-estruturas que constituem o SEN por forma a assegurar o seu funcionamento integrado e harmonizado e a segurança e a continuidade de abastecimento de energia eléctrica.

b) A gestão dos serviços de sistema através da operacionalização de um mercado de serviços de sistema e a contratação de serviços de sistema mediante aprovação prévia da ERSE.

c) A gestão do mecanismo de garantia de potência, nos termos dispostos na legislação em vigor.

d) As liquidações financeiras associadas às transacções efectuadas no âmbito desta actividade, incluindo a liquidação dos desvios.

e) A recepção da informação dos agentes de mercado que sejam membros de mercados organizados ou que se tenham constituído como contraentes em contratos bilaterais, relativamente aos factos susceptíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços, nos termos previstos no Capítulo XIV do presente regulamento.

2 - As atribuições referidas na alínea a) do número anterior incluem:

a) A coordenação do funcionamento da rede de transporte, incluindo a gestão das interligações em MAT e dos pontos de entrega de energia eléctrica ao operador da rede de distribuição em MT e AT e a clientes ligados directamente à rede de transporte, observando os níveis de segurança e de qualidade de serviço estabelecidos.

b) A verificação técnica da operação do sistema eléctrico, tendo em conta os programas de produção e de consumo dos vários agentes de mercado.

c) A coordenação das indisponibilidades da rede de transporte e dos centros electroprodutores.

d) A gestão das interligações, nomeadamente a determinação da capacidade disponível para fins comerciais e resolução de congestionamentos, nos termos do disposto no RARI.

e) Disponibilização de previsões de consumo aos agentes de mercado, nos termos estabelecidos no Artigo 34.º.

3 - As atribuições referidas na alínea b) do n.º 1 incluem:

a) A identificação das necessidades de serviços de sistema, nos termos previstos no Regulamento de Operação das Redes.

b) A operacionalização de um mercado de serviços de sistema para a regulação secundária, reserva de regulação e resolução de restrições técnicas.

c) A gestão de contratos de fornecimento de serviços de sistema que tenham sido contratados bilateralmente com agentes de mercado, de acordo com regras objectivas, transparentes e não discriminatórias que promovam a eficiência económica.

4 - O exercício da actividade de Gestão Global do Sistema obedece ao disposto no presente regulamento, no Regulamento de Operação das Redes e no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Artigo 34.º

Previsões de consumo

1 - No âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema, o operador da rede de transporte realiza previsões de consumo que são disponibilizadas publicamente na sua página na Internet.

2 - Sempre que se verifique uma diferença superior a 5%, em valor absoluto, entre a última previsão de consumo do SEN de um determinado dia de negociação no mercado diário do MIBEL e o consumo verificado nesse dia, o operador da rede de transporte deve divulgar as razões que possam justificar essa diferença, através da sua página na Internet e junto da ERSE, no prazo de 5 dias úteis.

3 - A previsão a que se refere o número anterior, deve ser realizada até às 7 horas da véspera do dia da negociação.

Artigo 35.º

Participação da procura na prestação de serviços de sistema

1 - Os clientes do SEN podem participar na gestão do sistema através da prestação dos serviços de sistema identificados no Regulamento de Operação das Redes, designadamente o serviço de interruptibilidade.

2 - A valorização económica da prestação de serviços de sistema pelos clientes, designadamente o serviço de interruptibilidade, é efectuada nos termos da legislação aplicável.

Artigo 36.º

Participação da oferta no mecanismo de garantia de potência

1 - Com vista a promover a garantia de abastecimento, um adequado grau de cobertura da procura de electricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros electroprodutores é estabelecido um mecanismo de remuneração da garantia de potência disponibilizada pelos centros electroprodutores em regime ordinário.

2 - A valorização económica da garantia de potência é efectuada nos termos dispostos na legislação aplicável.

Artigo 37.º

Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema

1 - Considerando o disposto no presente regulamento e no Regulamento de Operação das Redes, o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema estabelece as regras relativas, designadamente, às seguintes matérias:

a) Critérios de segurança e de funcionamento do SEN.

b) Programação da exploração.

c) Verificação da garantia de abastecimento e segurança de operação do SEN.

d) Indisponibilidades da rede de transporte e de unidades de produção.

e) Gestão das interligações.

f) Identificação das necessidades de serviços de sistema.

g) Resolução de restrições técnicas.

h) Mercado de serviços de sistema.

i) Activação de contratos de interruptibilidade.

j) Gestão e contratação de serviços de sistema.

k) Cálculo e valorização das energias de desvio dos agentes de mercado.

l) Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema e condições gerais do respectivo contrato de adesão.

m) Formato e conteúdo da informação a receber relativamente às quantidades físicas contratadas em mercados organizados.

n) Formato e conteúdo das comunicações de concretização de contratos bilaterais.

o) Liquidação de desvios.

p) Relacionamento com os operadores de mercado.

q) Modalidades e procedimentos de cálculo do valor das garantias a prestar pelos agentes de mercado que celebram contratos de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema.

r) Tipificação das situações excepcionais e dos procedimentos a adoptar.

s) Informação a transmitir e a receber dos agentes de mercado.

t) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.

u) Descrição funcional dos sistemas informáticos utilizados.

v) Matérias sujeitas a definição em Avisos a publicar pelo operador da rede de transporte, nos termos do n.º 2.

2 - O operador da rede de transporte poderá proceder à publicação de Avisos de concretização das matérias que entenda constituírem detalhe operacional, desde que essas matérias sejam objecto de identificação no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e os Avisos em causa sejam previamente aprovados pela ERSE.

3 - Os Avisos previstos nos números anteriores, ainda que publicados autonomamente, consideram-se parte integrante do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

4 - O Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pelo operador da rede de transporte no prazo de 120 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento.

5 - A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta do operador da rede de transporte, pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, ouvindo previamente as entidades a quem este Manual se aplica, nos prazos estabelecidos pela ERSE.

6 - O operador da rede de transporte deve disponibilizar a versão actualizada do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, designadamente na sua página na Internet.

Secção IV
Relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e os produtores em regime ordinário

Artigo 38.º
Relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e os produtores em regime ordinário

O relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e os produtores em regime ordinário é estabelecido através da celebração de contratos de uso da rede de transporte, nos termos previstos no RARI.

Artigo 39.º
Facturação do operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário pela entrada na RNT e na RND da produção em regime ordinário

1 - O operador da rede de transporte factura aos produtores em regime ordinário a entrada na RNT e na RND da produção em regime ordinário, nos termos definidos no número seguinte.

2 - A facturação da entrada na RNT e na RND da produção em regime ordinário é obtida por aplicação dos preços de energia activa às quantidades medidas nos pontos de medição definidos nas alíneas a) e b) do Artigo 139.º.

Artigo 40.º

Facturação relativa ao financiamento da tarifa social e ao incentivo à garantia de potência

1 - O operador da rede de transporte procede, mensalmente, à facturação dos custos de financiamento da tarifa social,aos produtores em regime ordinário.

2 - O operador da rede de transporte procede, mensalmente, ao crédito dos valores relativos ao incentivo à garantia de potência a cada produtor em regime ordinário, nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis.

3 - Para efeitos do cumprimento do disposto nos n.os 1 e 2, o operador da rede de transporte pode proceder à compensação entre os montantes devidos com o financiamento da tarifa social e os que resultem do incentivo à garantia de potência.

Artigo 41.º

Modo e prazo de pagamento

1 - O modo e os meios de pagamento das facturas entre o operador da rede de transporte e os produtores em regime ordinário são objecto de acordo entre as partes.

2 - O prazo de pagamento das facturas referidas no número anterior é de 20 dias a contar da data de apresentação da factura.

Artigo 42.º

Mora

1 - O não pagamento das facturas dentro do prazo estipulado para o efeito constitui a parte faltosa em mora.

2 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos à cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento da correspondente factura.

Secção V

Relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT

Artigo 43.º

Facturação das entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

1 - O operador da rede de transporte factura ao operador da rede de distribuição em MT e AT as tarifas de uso da rede de transporte nos termos definidos nas alíneas seguintes:

a) A facturação dos encargos de energia e potência relativos ao uso da rede de transporte em MAT é obtida por aplicação dos preços da potência contratada, da potência em horas de ponta e da energia activa da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT às quantidades medidas nos pontos de medição definidos na alínea h) do Artigo 139.º.

b) A facturação dos encargos de energia e potência relativos ao uso da rede de transporte em AT é obtida por aplicação dos preços da potência contratada, da potência em horas de ponta e da energia activa da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT às quantidades medidas nos pontos de medição definidos nas alíneas b), c), e) e f), esta última relativamente ao saldo importador de energia eléctrica, todas do Artigo 139.º.

c) A facturação dos encargos de energia reactiva relativos ao uso da rede de transporte em MAT e AT será efectuada de acordo com as regras aprovadas pela ERSE, na sequência de proposta conjunta apresentada pelo operador da rede de transporte e pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

2 - O operador da rede de transporte factura ao operador da rede de distribuição em MT e AT a tarifa de Uso Global do Sistema, considerando as quantidades medidas nos pontos de medição definidos nas alíneas b), c), e), h) e f), esta última relativamente ao saldo importador de energia eléctrica, todas do Artigo 139.º.

Artigo 44.º

Facturação dos custos com a tarifa social

1 - Os custos relativos à tarifa social publicados pela ERSE nos termos previstos no RT são facturados mensalmente pelo operador da rede de distribuição em MT e AT ao operador da rede de transporte.

2 - O operador da rede de distribuição em MT e AT deve manter registos auditáveis sobre a aplicação da tarifa social, com informação por cliente e respectivo período de aplicação.

Artigo 45.º

Modo e prazo de pagamento

1 - O modo e os meios de pagamento das facturas entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT são objecto de acordo entre as partes.

2 - O prazo de pagamento das facturas referidas no número anterior é de 20 dias a contar da data de apresentação da factura.

Artigo 46.º

Mora

1 - O não pagamento da factura dentro do prazo estipulado para o efeito constitui a parte faltosa em mora.

2 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento da correspondente factura.

3 - O atraso de pagamento das facturas decorrentes da aplicação do Artigo 43.º pode fundamentar a interrupção do fornecimento de energia eléctrica.

Secção VI

Relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e o comercializador de último recurso

Artigo 47.º

Facturação do operador da rede de transporte ao comercializador de último recurso pela entrada nas redes de produção em regime especial

1 - O operador da rede de transporte factura ao comercializador de último recurso a entrada na RNT e na RND da produção em regime especial, nos termos definidos no número seguinte.

2 - A facturação da entrada na RNT e na RND da produção em regime especial é obtida por aplicação dos preços de energia às quantidades medidas nos pontos de medição definidos nas alíneas a) e b) do Artigo 139.º.

Artigo 48.º

Modo e prazo de pagamento

1 - O modo e os meios de pagamento das facturas entre o operador da rede de transporte e o comercializador de último recurso são objecto de acordo entre as partes.

2 - O prazo de pagamento das facturas referidas no número anterior é de 20 dias a contar da data de apresentação da factura.

Artigo 49.º

Mora

1 - O não pagamento das facturas dentro do prazo estipulado para o efeito constitui a parte faltosa em mora.

2 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos à cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento da correspondente factura.

Capítulo IV

Operadores das Redes de Distribuição

Secção I

Disposições gerais

Artigo 50.º

Actividades dos operadores das redes de distribuição

1 - Sem prejuízo do disposto no n.º 3, os operadores das redes de distribuição asseguram o desempenho das suas atribuições de forma transparente e não discriminatória, separando as seguintes actividades:

a) Distribuição de Energia Eléctrica.

b) Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

2 - A separação das actividades referidas no número anterior deve ser realizada em termos contabilísticos.

3 - Os operadores das redes de distribuição em BT que sirvam um número de clientes inferior a 100 000 estão isentos da separação de actividades estabelecida nos números anteriores.

4 - O exercício pelos operadores das redes de distribuição das suas actividades está sujeito à observância dos seguintes princípios gerais:

a) Salvaguarda do interesse público.

b) Igualdade de tratamento e de oportunidades.

c) Não discriminação.

d) Transparência das decisões, designadamente através de mecanismos de informação e de auditoria.

Artigo 51.º

Independência no exercício das actividades dos operadores das redes de distribuição

1 - Tendo em vista garantir a separação das actividades previstas no artigo anterior, os responsáveis pelas actividades devem dispor de independência no exercício das suas competências funcionais.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da rede de distribuição deve observar, nomeadamente os seguintes princípios:

a) Os gestores do operador da rede de distribuição não podem integrar os órgãos sociais nem participar nas estruturas da empresa de electricidade integrada que tenha por actividade a exploração da produção, transporte ou comercialização de electricidade.

b) Os interesses profissionais dos gestores do operador da rede de distribuição devem ficar devidamente salvaguardados, de forma a assegurar a sua independência.

c) O operador da rede de distribuição deve dispor de um poder decisório efectivo e independente de outros intervenientes no SEN, designadamente no que respeita aos activos necessários para manter ou desenvolver a rede.

3 - Com o objectivo de assegurar os princípios estabelecidos no número anterior, os operadores das redes de distribuição devem adoptar as seguintes medidas:

a) Elaborar um Programa de Conformidade, ao abrigo do estabelecido no Artigo 52.º.

b) Diferenciar a sua imagem das restantes entidades que actuam no SEN.

c) Disponibilizar uma página na Internet autónoma das restantes entidades que actuam no SEN.

4 - Para efeitos do disposto na alínea b) do n.º 3, os operadores das redes de distribuição devem apresentar à ERSE, para aprovação, proposta fundamentada, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor deste regulamento.

5 - A proposta referida no número anterior deve identificar as acções e os meios através dos quais os operadores das redes de distribuição devem exercer a sua actividade de distribuição de electricidade de modo isento e imparcial relativamente a todos os demais agentes que actuam no SEN.

6 - Os operadores das redes de distribuição em BT que sirvam um número de clientes inferior a 100 000 estão isentos do cumprimento das obrigações previstas no presente artigo.

Artigo 52.º

Programa de Conformidade dos operadores das redes de distribuição

1 - Para efeitos do disposto na alínea a) do n.º 3 do Artigo 51.º, os programas de conformidade devem integrar um Código de Conduta, contendo as regras a observar no exercício das actividades do operador da rede de distribuição, incluindo as medidas necessárias para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e o seu controlo de forma adequada, definindo as obrigações específicas dos funcionários para a prossecução destes objectivos.

2 - O Código de Conduta referido no número anterior deve estabelecer as regras a observar pelos responsáveis das actividades dos operadores das redes de distribuição, no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento entre eles e os responsáveis pela operação da rede de transporte, os produtores, os comercializadores de último recurso, os comercializadores e os clientes.

3 - As regras estabelecidas nos termos previstos no n.º 2 devem considerar a adopção de medidas adequadas à salvaguarda dos direitos e interesses dos utilizadores da rede de distribuição, no âmbito do serviço de atendimento disponibilizado, designadamente em matéria de acesso a informação comercialmente sensível, de protecção de dados pessoais e de práticas comerciais desleais.

4 - Para efeitos do disposto no número anterior, os procedimentos utilizados no serviço de atendimento aos utilizadores da rede de distribuição devem assegurar a observância das regras de concorrência e da transparência das relações comerciais, evitando comportamentos que possam influenciar a escolha do comercializador de energia eléctrica.

5 - Os procedimentos a utilizar no serviço de atendimento aos utilizadores da rede de distribuição devem ser disponibilizados, de forma destacada do Código de Conduta onde se integram, na página da internet do operador da rede de distribuição e nos locais destinados ao atendimento presencial dos consumidores.

6 - O programa de conformidade é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pelos operadores das redes de distribuição, no prazo de 120 dias a contar da data de entrada em vigor deste regulamento.

7 - Os operadores das redes de distribuição devem designar uma pessoa ou serviço responsável pela verificação do cumprimento do respectivo programa de conformidade, dotado de independência em relação às demais actividades do operador da rede de distribuição, mas com acesso a toda a informação necessária ao exercício da sua função.

8 - Até 31 de Março de cada ano, as pessoas ou serviços responsáveis pelos programas de conformidade dos respectivos operadores das redes de distribuição devem enviar à ERSE um relatório sobre as medidas aprovadas e implementadas neste âmbito, no ano civil anterior.

9 - Os relatórios anuais sobre os programas de conformidade devem ser publicados, designadamente nas páginas na Internet dos operadores das redes de distribuição e da ERSE, até 31 de Maio de cada ano.

10 - A verificação do cumprimento do Código de Conduta do operador da rede de distribuição em MT e AT fica igualmente sujeita à realização de auditoria nos termos previstos no Artigo 8.º.

11 - Os operadores das redes de distribuição em BT que sirvam um número de clientes inferior a 100 000 estão isentos do cumprimento das obrigações previstas no presente artigo.

Artigo 53.º

Informação

1 - Os operadores das redes de distribuição, no desempenho das suas actividades, devem assegurar o registo e a divulgação da informação de forma a:

a) Concretizar os princípios da igualdade, da transparência e da independência enunciados no n.º 4 do Artigo 50.º e no Artigo 51.º.

b) Justificar as decisões tomadas perante as entidades com as quais se relacionam, sempre que solicitado.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes de distribuição devem submeter à aprovação da ERSE, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, uma proposta fundamentada sobre a lista da informação comercialmente sensível obtida no exercício das suas actividades que pretendam considerar de natureza confidencial.

3 - Os operadores das redes de distribuição devem tomar, na sua organização e funcionamento internos, as providências necessárias para que fiquem limitadas aos serviços, ou às pessoas que directamente intervêm em cada tipo específico de actividade e operação, as informações de natureza confidencial aprovadas pela ERSE de que hajam tomado conhecimento em virtude do exercício das suas funções, as quais ficam sujeitas a segredo profissional.

4 - O disposto no número anterior não é aplicável sempre que:

a) O operador da rede de distribuição e as pessoas indicadas no número anterior tenham de prestar informações ou fornecer outros elementos à ERSE.

b) Exista qualquer outra disposição legal que exclua o cumprimento desse dever.

c) A divulgação de informação ou o fornecimento dos elementos em causa tiverem sido autorizados por escrito pela entidade a que respeitam.

5 - Os operadores das redes de distribuição em BT que sirvam um número de clientes inferior a 100 000 estão isentos do cumprimento do disposto no n.º 2.

Secção II

Actividades dos operadores das redes de distribuição

Artigo 54.º

Distribuição de Energia Eléctrica

1 - A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica deve assegurar a operação das redes de distribuição de energia eléctrica em condições técnicas e económicas adequadas.

2 - No âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, compete aos operadores das redes de distribuição:

a) Planear e promover o desenvolvimento das redes de distribuição que operam de forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos pontos de entrega, assegurando o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis.

b) Proceder à manutenção das redes de distribuição.

c) Garantir a existência de capacidade disponível de forma a permitir a realização do direito de acesso às redes, nas condições previstas no RARI.

d) Coordenar o funcionamento das redes de distribuição por forma a assegurar a veiculação de energia eléctrica dos pontos de recepção até aos pontos de entrega, observando os níveis de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos.

e) Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis nos termos do RQS.

f) Coordenar o funcionamento das instalações das redes de distribuição com vista a assegurar a sua compatibilização com as instalações de outros operadores das redes de distribuição, dos produtores, dos clientes e dos produtores em regime especial que a ela estejam ligados ou se pretendam ligar.

g) Manter um registo de queixas que lhe tenham sido apresentadas pelos restantes intervenientes no SEN.

3 - Consideram-se incluídos na actividade de distribuição de energia eléctrica os serviços associados ao uso das redes de distribuição, nomeadamente a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança, bem como as ligações às redes e a gestão do processo de mudança de comercializador.

4 - No âmbito da operação das redes de distribuição, o tratamento das perdas de energia eléctrica é efectuado nos termos do disposto no RARI.

5 - Não é permitido ao operador da RND adquirir energia eléctrica para efeitos de comercialização.

6 - Os proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica são recuperados através da aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição aos comercializadores, comercializadores de último recurso e clientes que sejam agentes de mercado, nos termos definidos no RT.

7 - A facturação dos encargos de energia reactiva relativos ao uso da rede de distribuição será efectuada de acordo com as regras aprovadas pela ERSE, na sequência de proposta conjunta dos operadores das redes de distribuição.

Artigo 55.º

Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

1 - A actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte corresponde à compra ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte e à venda destes serviços aos comercializadores, comercializadores de último recurso e clientes que sejam agentes de mercado.

2 - Os proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte são recuperados através da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte, convertidas para o nível de tensão de entrega, às quantidades medidas nos pontos de medição relativos a clientes finais.

3 - O operador da rede de distribuição em MT e AT factura os encargos de energia reactiva relativos ao uso da rede de transporte nos pontos de medição definidos na alínea h) do Artigo 139.º de acordo com as regras aprovadas pela ERSE, na sequência de proposta conjunta dos operadores das redes de distribuição.

Secção III

Relacionamento comercial entre o operador da rede de distribuição em MT e AT e os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT

Artigo 56.º

Facturação das entregas aos operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT

1 - A facturação do operador da rede de distribuição em MT e AT ao operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em BT inclui as seguintes parcelas:

a) Parcela relativa às entregas a clientes em BT de comercializadores ou clientes em BT que sejam agentes de mercado na área geográfica do operador de rede que assegura entregas exclusivamente em BT.

b) Parcela relativa às entregas aos clientes do comercializador de último recurso exclusivamente em BT.

2 - A parcela referida na alínea a) do número anterior resulta da diferença entre a facturação obtida por aplicação da tarifa de Acesso às Redes em BT e a facturação resultante da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT.

3 - A parcela referida na alínea b) do n.º 1 resulta da diferença entre a facturação obtida por aplicação das tarifas de Vendas a Clientes Finais em BTN e a facturação resultante da aplicação das tarifas de Energia, Uso da Rede de Distribuição em BT e Comercialização em BT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT.

4 - Em alternativa à modalidade de facturação estabelecida no número anterior, os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT podem optar por serem facturados por aplicação da tarifa de acesso às redes em MT às quantidades medidas no Posto de Transformação, considerando os seguintes ajustamentos:

a) As quantidades medidas no Posto de Transformação são descontadas das entregas a clientes em BT de outros comercializadores, ajustadas para perdas na rede de BT e após aplicação do respectivo perfil de consumo.

b) As quantidades medidas no Posto de Transformação são adicionadas da energia eléctrica entregue pela miniprodução e pela microprodução na rede de BT, após aplicação dos respectivos perfis de produção.

5 - Os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT devem prestar ao operador da rede de distribuição em MT e AT, nos termos e prazos a acordar entre as partes, a informação necessária para proceder à facturação prevista no n.º 1.

6 - Por acordo entre o operador da rede de distribuição em MT e AT e os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT, a facturação das tarifas de acesso relativas a entregas a clientes em BT de comercializadores ou de clientes que sejam agentes de mercado pode ser efectuada pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

7 - A energia reactiva medida nos pontos de entrega da rede de distribuição em MT e AT à rede do operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em BT não é objecto de facturação.

Artigo 57.º

Facturação dos custos com a tarifa social

1 - Os custos incorridos pelo operador da rede de distribuição exclusivamente em BT com a tarifa social dos clientes cujas instalações se encontram ligadas às suas redes são facturados mensalmente ao operador da rede de distribuição em MT e AT.

2 - A facturação referida no número anterior deve ser acompanhada de informação individualizada sobre os beneficiários da tarifa social.

3 - O operador da rede de distribuição exclusivamente em BT deve manter registos auditáveis sobre a aplicação da tarifa social, com informação por cliente e respectivo período de aplicação.

Artigo 58.º

Modo e prazo de pagamento

1 - O modo e os meios de pagamento das facturas entre o operador da rede de distribuição em MT e AT e os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT são objecto de acordo entre as partes.

2 - O prazo de pagamento das facturas referidas no número anterior é de 26 dias a contar da data de apresentação da factura.

Artigo 59.º

Mora

1 - O não pagamento da factura dentro do prazo estipulado para o efeito, constitui a parte faltosa em mora.

2 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento da correspondente factura.

3 - O atraso de pagamento das facturas decorrentes da aplicação do Artigo 56.º pode fundamentar a interrupção do fornecimento de energia eléctrica.

Secção IV

Interrupção do fornecimento e recepção de energia eléctrica

Artigo 60.º

Motivos de interrupção

1 - O fornecimento de energia eléctrica pode ser interrompido pelos operadores das redes pelas seguintes razões:

a) Casos fortuitos ou de força maior.

b) Razões de interesse público.

c) Razões de serviço.

d) Razões de segurança.

e) Facto imputável aos operadores de outras redes.

f) Facto imputável ao cliente.

g) Acordo com o cliente.

2 - Os operadores das redes podem interromper a recepção da energia eléctrica produzida por produtores que causem perturbações que afectem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aqueles produtores, após aviso do operador, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

Artigo 61.º

Interrupções por casos fortuitos ou de força maior

Para efeitos da presente Secção, consideram-se interrupções por casos fortuitos ou de força maior as decorrentes das situações enunciadas no RQS.

Artigo 62.º

Interrupções por razões de interesse público

1 - Consideram-se interrupções por razões de interesse público, nomeadamente, as que decorram de execução de planos nacionais de emergência energética, declarada ao abrigo de legislação específica, designadamente do planeamento civil de emergência e das crises energéticas, bem como as determinadas por entidade administrativa competente, sendo que, neste último caso, o restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica fica sujeito a autorização prévia dessa entidade.

2 - Na ocorrência do disposto no número anterior, os operadores das redes devem avisar as entidades que possam vir a ser afectadas pela interrupção, por intermédio de meios de comunicação social de grande audiência na região ou por outros meios ao seu alcance que proporcionem uma adequada divulgação, com a antecedência mínima de trinta e seis horas.

3 - A ocorrência das interrupções atrás referidas dá origem a indemnização por parte do operador, caso este não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.

Artigo 63.º

Interrupções por razões de serviço

1 - Consideram-se interrupções por razões de serviço as que decorram da necessidade imperiosa de realizar manobras, trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede.

2 - As interrupções por razões de serviço só podem ter lugar quando esgotadas todas as possibilidades de alimentação alternativa a partir de instalações existentes.

3 - O número máximo de interrupções por razões de serviço é de cinco por ano e por cliente afectado, não podendo cada interrupção ter uma duração superior a oito horas.

4 - Os operadores das redes têm o dever de minimizar o impacte das interrupções junto dos clientes, adoptando, para o efeito, nomeadamente os seguintes procedimentos:

a) Pôr em prática procedimentos e métodos de trabalho que, sem pôr em risco a segurança de pessoas e bens, minimizem a duração da interrupção.

b) Acordar com os clientes a ocasião da interrupção, sempre que a razão desta e o número de clientes a afectar o possibilite.

c) Comunicar a interrupção às entidades que possam vir a ser afectadas, por aviso individual, ou por intermédio de meios de comunicação social de grande audiência na região ou ainda por outros meios ao seu alcance que proporcionem uma adequada divulgação, com a antecedência mínima de trinta e seis horas, devendo, ainda, o meio de comunicação ter em conta a natureza das instalações consumidoras.

5 - Caso não seja possível o acordo previsto na alínea b) do número anterior, as interrupções devem ter lugar, preferencialmente, ao Domingo, entre as cinco e as quinze horas.

6 - As situações de excepção, que não permitam o cumprimento do disposto nos números anteriores, devem ser comunicadas à ERSE e, sempre que possível, antes da sua ocorrência.

7 - A ocorrência das interrupções atrás referidas dá origem a indemnização por parte do operador, caso este não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.

Artigo 64.º

Interrupções por razões de segurança

1 - O fornecimento de energia eléctrica pode ser interrompido quando a sua continuação possa pôr em causa a segurança de pessoas e bens, considerando-se, nomeadamente, os deslastres de cargas, automáticos ou manuais, efectuados para garantir a segurança ou estabilidade do sistema eléctrico.

2 - Por solicitação das entidades afectadas, os operadores das redes devem apresentar justificação das medidas tomadas, incluindo, se aplicável, o plano de deslastre em vigor no momento da ocorrência.

Artigo 65.º

Interrupções por facto imputável aos operadores de outras redes

1 - O operador da RNT pode interromper a entrega de energia eléctrica aos operadores das redes de distribuição ligados à RNT que causem perturbações que afectem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aquelas entidades, após aviso do operador da RNT, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

2 - O operador da RND em MT e AT pode interromper a entrega de energia eléctrica aos distribuidores em BT ligados à RND que causem perturbações que afectem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aquelas entidades, após aviso do operador da RND, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

Artigo 66.º

Interrupções por facto imputável ao cliente

1 - O fornecimento de energia eléctrica pode ser interrompido pelo operador de rede por facto imputável ao cliente nas seguintes situações:

a) Impossibilidade de acordar data para leitura extraordinária dos equipamentos de medição, nos termos referidos no Artigo 167.º.

b) Impedimento de instalação de dispositivos de controlo da potência nas instalações de clientes em BTN, nos termos previstos no Artigo 165.º.

c) Impedimento de acesso ao equipamento de medição.

d) A instalação seja causa de perturbações que afectem a qualidade técnica do fornecimento a outros utilizadores da rede, de acordo com o disposto no RQS.

e) Alteração da instalação de utilização não aprovada pela entidade administrativa competente.

f) Incumprimento das disposições legais e regulamentares relativas às instalações eléctricas, no que respeita à segurança de pessoas e bens.

g) Cedência de energia eléctrica a terceiros, quando não autorizada nos termos do Artigo 196.º do presente regulamento.

h) O cliente deixa de ser titular de um contrato de fornecimento ou, no caso de cliente que seja agente de mercado, de um contrato de uso das redes.

i) Quando solicitado pelos comercializadores e pelos comercializadores de último recurso, nas situações previstas no Artigo 221.º.

2 - A interrupção do fornecimento nas condições previstas no número anterior, só pode ter lugar após pré-aviso, por escrito, com uma antecedência mínima relativamente à data em que irá ocorrer, salvo no caso previsto na alínea f), caso em que deve ser imediata.

3 - Nos casos previstos nas alíneas a), b), c), e), g), e i) do n.º 1, a antecedência mínima é fixada em 10 dias.

4 - Nos casos previstos na alínea d) do n.º 1, a antecedência mínima deve ter em conta as perturbações causadas e as acções necessárias para as eliminar.

5 - A interrupção do fornecimento nas situações previstas na alínea h) do n.º 1 não pode ocorrer antes de decorridos os prazos aplicáveis ao processo de mudança de comercializador.

Artigo 67.º

Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento

1 - Os comercializadores ou clientes que sejam agentes de mercado são responsáveis pelo pagamento dos serviços de interrupção e de restabelecimento ao operador de rede, sem prejuízo do direito de regresso dos comercializadores sobre os seus clientes.

2 - Os clientes em BT podem solicitar o restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos máximos estabelecidos no RQS para dar início à reparação de avarias na alimentação individual dos clientes, mediante o pagamento de uma quantia a fixar pela ERSE.

3 - Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento são publicados anualmente pela ERSE.

4 - Para efeitos do disposto nos n.os 2 e 3, os operadores das redes devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, até 15 de Setembro de cada ano.

Capítulo V

Comercializadores de último recurso e comercializadores

Secção I

Disposições gerais

Artigo 68.º

Comercialização de energia eléctrica

1 - O exercício da actividade de comercialização de energia eléctrica consiste na compra e na venda de energia eléctrica, para comercialização a clientes ou outros agentes de mercado.

2 - A comercialização de energia eléctrica pode ser exercida pelos seguintes tipos de comercializadores:

a) Comercializadores de último recurso.

b) Comercializadores.

Artigo 69.º

Acesso e utilização das redes

1 - O acesso às redes pelos comercializadores de último recurso e pelos comercializadores processa-se de acordo com o estabelecido nos contratos de uso das redes, celebrados nos termos previstos no RARI.

2 - Os operadores das redes de distribuição em BT que sirvam um número de clientes inferior a 100 000 estão isentos do cumprimento do disposto no número anterior.

Secção II

Comercializadores de último recurso

Subsecção I

Actividades dos comercializadores de último recurso

Artigo 70.º

Actividades dos comercializadores de último recurso

1 - Os comercializadores de último recurso asseguram o desempenho das seguintes actividades:

a) Compra e Venda de Energia Eléctrica.

b) Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

c) Comercialização.

2 - A actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica dos comercializadores de último recurso compreende as seguintes duas funções:

a) Compra e venda de energia eléctrica para fornecimento dos clientes.

b) Compra e venda de energia eléctrica da produção em regime especial.

3 - A função de compra e venda de energia eléctrica para fornecimento dos clientes dos comercializadores de último recurso corresponde à compra da energia eléctrica necessária para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes, nos termos do disposto no Artigo 72.º.

4 - A função de compra e venda de energia eléctrica da produção em regime especial corresponde à compra da energia eléctrica produzida pelos produtores em regime especial e à sua venda nos termos do Capítulo XIV.

5 - A actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição corresponde à transferência para os operadores das redes de distribuição dos valores relativos ao uso global do sistema, uso da rede de transporte e uso da rede de distribuição pelos clientes do comercializador de último recurso.

6 - A actividade de Comercialização desempenhada pelos comercializadores de último recurso engloba a estrutura comercial afecta à venda de energia eléctrica aos seus clientes, bem como a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica.

7 - As actividades e as funções do comercializador de último recurso previstas neste artigo estão sujeitas a separação contabilística nos termos estabelecidos no RT.

Artigo 71.º

Independência no exercício das actividades do comercializador de último recurso

1 - A comercialização de energia eléctrica de último recurso deve ser separada juridicamente das restantes actividades do SEN, incluindo outras formas de comercialização, devendo ser exercida segundo critérios de independência.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o comercializador de último recurso deve observar, nomeadamente os seguintes princípios:

a) Os administradores e os quadros de gestão do comercializador de último recurso não podem integrar os órgãos sociais ou participar nas estruturas de empresas que exerçam quaisquer outras actividades do SEN, sem prejuízo do estabelecido no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho.

b) O comercializador de último recurso deve actuar de acordo com os princípios da independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos no exercício das suas funções.

c) O comercializador de último recurso deve desenvolver, na sua organização e funcionamento internos, as providências necessárias para que fiquem limitadas aos serviços, ou às pessoas que directamente intervêm em cada tipo específico de actividade e operação, as informações de natureza confidencial de que tenham tomado conhecimento no âmbito do exercício das suas funções, as quais ficam sujeitas a segredo profissional.

3 - Com o objectivo de assegurar o cumprimento dos princípios estabelecidos no número anterior, o comercializador de último recurso deve adoptar as seguintes medidas:

a) Dispor de um Código de Conduta.

b) Diferenciar a sua imagem das restantes entidades que actuam no SEN.

c) Disponibilizar uma página na internet autónoma das páginas das restantes entidades que actuam no SEN.

4 - O Código de Conduta previsto na alínea a) do n.º 3 deve conter as regras a observar no exercício das actividades do comercializador de último recurso, incluindo as medidas necessárias para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e o cumprimento e controlo das obrigações específicas dos funcionários para a prossecução destes objectivos.

5 - As regras estabelecidas nos termos previstos no n.º 4 devem considerar a adopção das medidas adequadas à salvaguarda dos direitos e interesses dos clientes do comercializador de último recurso, no âmbito do serviço de atendimento disponibilizado, designadamente em matéria de acesso a informação comercialmente sensível, de protecção de dados pessoais e de práticas comerciais desleais.

6 - Para efeitos do disposto no número anterior, os procedimentos utilizados no serviço de atendimento aos clientes do comercializador de último recurso devem assegurar a observância das regras de concorrência e da transparência das relações comerciais, evitando comportamentos que possam constituir uma vantagem comercial comparativa do comercializador do mesmo grupo empresarial que actua em regime de mercado.

7 - Os procedimentos a utilizar no serviço de atendimento aos clientes do comercializador de último recurso devem ser disponibilizados, de forma destacada do Código de Conduta onde se integram, na página na internet do comercializador de último recurso e nos locais destinados ao atendimento presencial dos consumidores.

8 - A verificação do cumprimento do Código de Conduta do comercializador de último recurso fica sujeita à realização de auditoria nos termos previstos no Artigo 8.º.

9 - Para efeitos do disposto na alínea b) do n.º 3, os comercializadores de último recurso devem apresentar à ERSE, para aprovação, proposta fundamentada, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor deste regulamento.

10 - A proposta referida no número anterior deve identificar as acções e os meios através dos quais os comercializadores de último recurso devem exercer a sua actividade de comercialização de modo a evitar a criação de qualquer tipo de confusão de identidade com o comercializador em regime de mercado e com o operador da rede de distribuição, pertencentes ao mesmo grupo empresarial.

11 - Os comercializadores de último recurso que abasteçam um número de clientes inferior a 100 000 estão isentos das obrigações previstas no presente artigo.

Artigo 72.º

Compra e venda de energia eléctrica para fornecimento dos clientes

1 - Os comercializadores de último recurso, no âmbito da sua função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para fornecimento dos clientes, devem assegurar a compra de energia eléctrica que permita satisfazer os consumos dos seus clientes.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o comercializador de último recurso:

a) Deve adquirir energia eléctrica através dos mecanismos regulados expressamente previstos para o efeito, considerando o disposto no Artigo 239.º.

b) Deve adquirir energia eléctrica através de mecanismos de mercado de contratação a prazo previstos em legislação específica e nas condições aí expressas.

c) Pode adquirir energia eléctrica para abastecer os seus clientes em mercados organizados, designadamente em mercados organizados de contratação a prazo.

d) Pode adquirir energia eléctrica através de contratos bilaterais com produtores, comercializadores, ou outras entidades habilitadas para o efeito.

3 - Os contratos estabelecidos no âmbito da alínea d) do número anterior estão sujeitos à aprovação da ERSE, nos termos do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, e do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

4 - Em casos excepcionais, a ERSE poderá definir limites máximos de preço temporários a introduzir nas ofertas de compra pelos comercializadores de último recurso nos mercados organizados.

5 - Na compra de energia eléctrica, os comercializadores de último recurso devem observar os princípios da transparência, da minimização dos custos e da promoção da liquidez dos mercados organizados.

6 - O comercializador de último recurso, no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para fornecimento dos clientes, recupera o défice tarifário de 2006 e 2007 resultante da limitação dos acréscimos tarifários aos clientes em BT e eventuais diferenciais de custos gerados com a aplicação de medidas excepcionais ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, nos termos previstos no Capítulo VIII do presente regulamento.

7 - Os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT podem adquirir a energia eléctrica necessária à satisfação dos consumos dos seus clientes através da celebração de contratos de fornecimento em MT com comercializadores em regime de mercado, contratos bilaterais ou da contratação de energia eléctrica em mercados organizados.

Artigo 73.º

Informação sobre energia eléctrica para fornecimento a clientes

1 - O comercializador de último recurso deverá enviar à ERSE informação sobre a previsão das quantidades de energia eléctrica, consideradas na programação diária das aquisições totais necessárias à satisfação dos consumos da sua carteira de clientes.

2 - A informação referida no número anterior deve apresentar uma desagregação mínima horária e deverá ser remetida à ERSE no dia anterior ao da programação, considerando a hora de fecho da negociação no mercado diário do MIBEL.

3 - O comercializador de último recurso deverá enviar à ERSE, até ao dia 20 de cada mês, informação sobre a quantidade de energia eléctrica adquirida para consumo da sua carteira de clientes em cada hora do mês anterior, tomando para o efeito como consumo da respectiva carteira os valores subjacentes ao apuramento dos desvios.

Artigo 74.º

Compra e venda de energia eléctrica da produção em regime especial

1 - Os comercializadores de último recurso, no âmbito da sua função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da produção em regime especial, devem:

a) Adquirir a energia eléctrica produzida pelos produtores em regime especial, considerando o disposto no Artigo 76.º.

b) Adquirir a energia eléctrica produzida por microprodutores e miniprodutores ao abrigo de legislação específica, que tenha sido vendida a comercializadores ou comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.

c) Proceder à venda da energia adquirida às entidades mencionadas nas alíneas anteriores, nos termos previstos no Artigo 241.º.

2 - Na venda de energia eléctrica adquirida aos produtores em regime especial, os comercializadores de último recurso devem observar os princípios da transparência, da maximização da receita gerada e da mitigação dos riscos de compra e venda.

Artigo 75.º

Informação sobre energia eléctrica adquirida a produtores em regime especial

1 - O comercializador de último recurso deverá enviar à ERSE informação sobre as quantidades de energia eléctrica correspondentes à previsão da produção em regime especial considerada para efeitos de determinação das quantidades contratadas diariamente para abastecimento dos consumos da sua carteira de clientes.

2 - A informação relativa à produção em regime especial, referida no número anterior, deve apresentar a seguinte desagregação mínima:

a) Energia considerada em cada hora, correspondente à produção em regime especial ao abrigo da legislação sobre cogeração.

b) Energia considerada em cada hora, correspondente à restante produção em regime especial.

3 - A informação referida no número anterior, correspondente a cada dia, deverá ser enviada à ERSE no dia anterior até à hora de fecho da negociação no mercado diário do MIBEL.

4 - O comercializador de último recurso deverá enviar à ERSE, até dia 20 de cada mês, a energia eléctrica adquirida à produção em regime especial em cada hora do mês anterior, com a desagregação indicada no n.º 2.

Artigo 76.º

Diferença de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial

1 - A aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial concede ao comercializador de último recurso o direito de recebimento da diferença entre os custos de aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial e as receitas obtidas com a venda da mesma quantidade de energia eléctrica, nos termos do Artigo 74.º e do disposto no RT.

2 - A diferença de custos anual e os valores mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição em MT e AT para o comercializador de último recurso são publicados pela ERSE e determinados nos termos estabelecidos no RT.

3 - As formas e os meios de pagamento da diferença de custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial devem ser objecto de acordo entre o comercializador de último recurso e o operador da rede de distribuição em MT e AT.

4 - O prazo de pagamento dos valores mensais é de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.

5 - O não pagamento dentro do prazo estipulado para o efeito constitui o operador da rede de distribuição em MT e AT em mora.

6 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento do pagamento de cada valor mensal.

Artigo 77.º

Informação sobre a compra e venda de energia eléctrica

1 - O comercializador de último recurso deve fornecer à ERSE a informação necessária à avaliação das condições de compra de energia eléctrica para satisfação dos consumos dos seus clientes.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 31 de Março do ano seguinte àquele a que se refere, um relatório que inclua, entre outras, as seguintes informações:

a) Justificação das estratégias de aprovisionamento e de cobertura de risco adoptadas, incluindo uma análise das diferenças verificadas relativamente à informação enviada à ERSE sobre esta matéria, nos termos previstos no RT.

b) Preços, quantidades e duração de cada um dos contratos bilaterais celebrados com produtores de energia eléctrica ou outros comercializadores.

c) Preços e quantidades de energia eléctrica contratada no âmbito dos mercados organizados a prazo, mencionando os produtos contratados, respectivas maturidades e a forma de liquidação.

d) Preços, quantidades e desagregação horária da energia eléctrica contratada em mercados organizados diários e intradiários.

e) Preços, quantidades e desagregação horária de energia de regulação, custos de restrições e outros custos imputados pela actividade de Gestão Global do Sistema em função da energia final adquirida nos mercados ou programada em contratos bilaterais.

f) Análise dos erros de previsão das necessidades de compra do comercializador de último recurso para satisfação do consumo da sua carteira de clientes.

3 - O comercializador de último recurso deve fornecer à ERSE a informação necessária à avaliação das condições de compra e venda de energia eléctrica relativa à produção em regime especial.

4 - Para efeitos do disposto no número anterior, o comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 31 de Março do ano seguinte àquele a que se refere, um relatório que inclua, entre outras, as seguintes informações:

a) Quantidades de energia eléctrica e pagamentos efectuados no âmbito dos contratos celebrados com produtores em regime especial.

b) Quantidades de energia eléctrica adquiridas a comercializadores ou comercializadores de último recurso exclusivamente em BT que provenha de vendas de microprodutores e miniprodutores, ao abrigo de legislação específica.

c) Preços e quantidades de energia eléctrica contratada em venda no âmbito dos mercados organizados a prazo, mencionando os produtos contratados, respectivas maturidades e a forma de liquidação.

d) Preços, quantidades e desagregação horária da energia eléctrica contratada em venda em mercados organizados diários e intradiários.

e) Preços, quantidades e desagregação horária de energia de regulação, custos de restrições e outros custos imputados pela actividade de Gestão Global do Sistema, em função da energia final vendida e referente a produção em regime especial.

f) Análise dos erros de previsão da produção em regime especial, considerando a desagregação mínima estabelecida no n.º 2 do Artigo 75.º.

Subsecção II

Relacionamento comercial entre o comercializador de último recurso e os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

Artigo 78.º

Facturação dos fornecimentos relativos à energia adquirida pelos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT a unidades de miniprodução e de microprodução

1 - A facturação entre o comercializador de último recurso e o comercializador de último recurso exclusivamente em BT tem por objecto a energia entregue pela miniprodução e pela microprodução na rede de BT.

2 - A facturação relativa às entregas da miniprodução e de microprodução aplica-se à energia que tenha sido adquirida a unidades de miniprodução e da microprodução na rede de BT, directamente pelo comercializador de último recurso exclusivamente em BT ou através de um comercializador, por período tarifário.

3 - Às quantidades referidas no número anterior é aplicada a tarifa de Energia em BT.

Secção III

Comercializadores

Artigo 79.º

Aquisição de energia eléctrica

1 - O comercializador é responsável pela aquisição de energia eléctrica para abastecer os consumos dos clientes agregados na sua carteira, bem como para a satisfação de contratos bilaterais em que actue como agente vendedor.

2 - Para efeitos do número anterior, o comercializador pode adquirir ou vender energia eléctrica através das seguintes modalidades de contratação:

a) Contratação em mercados organizados, nos termos previstos na Secção II do Capítulo XIV do presente regulamento.

b) Contratação bilateral, nos termos previstos na Secção III do Capítulo XIV do presente regulamento.

Artigo 80.º

Relacionamento comercial dos comercializadores

1 - O relacionamento comercial entre os comercializadores e os seus clientes processa-se de acordo com as regras constantes do Capítulo XIII do presente regulamento.

2 - O relacionamento comercial entre os comercializadores e os operadores das redes é estabelecido através da celebração de contratos de uso das redes, nos termos previstos no RARI.

3 - O relacionamento comercial entre os comercializadores e o operador da rede de transporte, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema, é estabelecido através da celebração do contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema.

Artigo 81.º

Informação sobre preços

1 - Os comercializadores devem publicitar os preços que se propõem praticar, utilizando para o efeito as modalidades de atendimento e de informação aos clientes previstas no RQS.

2 - Os comercializadores devem enviar à ERSE, a seguinte informação sobre preços:

a) A tabela de preços de referência que se propõem praticar, com a periodicidade anual e sempre que ocorram alterações.

b) Os preços efectivamente praticados nos meses anteriores, com a periodicidade trimestral.

3 - O conteúdo e a desagregação de informação a enviar pelos comercializadores é aprovada pela ERSE, na sequência de consulta aos comercializadores.

4 - A ERSE divulga periodicamente informação sobre os preços de referência relativos aos fornecimentos em BT dos comercializadores, designadamente na sua página na Internet, com vista a informar os clientes das diversas opções de preço disponíveis no mercado.

Capítulo VI

Agente Comercial

Artigo 82.º

Atribuições do Agente Comercial

1 - O Agente Comercial assegura as seguintes atribuições:

a) Gestão de contratos.

b) Compra de toda a energia eléctrica às centrais com CAE.

c) Venda de energia eléctrica adquirida às centrais com CAE.

2 - O Agente Comercial actua de forma independente relativamente às actividades de Transporte de Energia Eléctrica e de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte, assegurando a separação jurídica em relação àquelas actividades.

3 - No exercício das suas atribuições, o Agente Comercial deve obedecer ao disposto no Manual de Procedimentos do Agente Comercial previsto no Artigo 84.º.

Artigo 83.º

Independência no exercício das funções do Agente Comercial

1 - Tendo em vista a plena realização do princípio da independência no exercício das suas atribuições, os responsáveis pela gestão do Agente Comercial devem dispor de independência no exercício das suas competências.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o Agente Comercial deve elaborar um Código de Conduta com as regras a observar no exercício das suas atribuições.

3 - O Código de Conduta referido no número anterior deve estabelecer as regras a observar pelo Agente Comercial no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento com o operador da rede de transporte, produtores e comercializador de último recurso.

4 - No prazo de 60 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, o Agente Comercial deve publicar, designadamente na sua página na internet, o Código de Conduta referido no n.º 2 e enviar um exemplar à ERSE.

5 - A verificação do cumprimento do Código de Conduta do Agente Comercial fica sujeita à realização de auditoria nos termos do Artigo 8.º.

Artigo 84.º

Manual de Procedimentos do Agente Comercial

1 - O Manual de Procedimentos do Agente Comercial deve regular, designadamente, as seguintes matérias:

a) Relacionamento comercial com as entidades com as quais o Agente Comercial possua contratos.

b) A comercialização da energia eléctrica, potência e serviços de sistema das centrais com CAE.

c) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.

2 - O Manual de Procedimentos do Agente Comercial é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária da RNT, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento.

3 - A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta da entidade concessionária da RNT, pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos do Agente Comercial, ouvindo previamente as entidades a quem este Manual se aplica, nos prazos estabelecidos pela ERSE.

4 - O Agente Comercial deve disponibilizar a versão actualizada do Manual de Procedimentos do Agente Comercial a qualquer entidade abrangida pela sua aplicação, designadamente na sua página na internet.

Artigo 85.º

Sistemas informáticos e de comunicação do Agente Comercial

1 - O Agente Comercial deve manter os sistemas informáticos e de comunicação adequados ao desenvolvimento eficiente das suas atribuições.

2 - O Agente Comercial deve assegurar que os seus sistemas informáticos e de comunicação impeçam qualquer transmissão de informação com a entidade que exerce a actividade de Gestão Global do Sistema, com excepção dos casos expressamente previstos na regulamentação aplicável.

3 - O Agente Comercial deve dar conhecimento à ERSE de qualquer ligação do exterior com os sistemas previstos no número anterior.

4 - A proposta de Manual de Procedimentos do Agente Comercial a apresentar à ERSE pela entidade concessionária da RNT deve contemplar soluções que assegurem o cumprimento do disposto nos números anteriores.

Artigo 86.º

Gestão de contratos

A gestão de contratos, prevista na alínea a) do n.º 1 do Artigo 82.º, inclui a gestão dos CAE e dos seus contratos complementares.

Artigo 87.º

Compra e venda de energia eléctrica

1 - O Agente Comercial adquire energia eléctrica aos produtores com CAE.

2 - A venda de energia eléctrica pelo Agente Comercial realiza-se através das seguintes modalidades:

a) Participação em mercados organizados.

b) Leilões de capacidade virtual, nas quantidades de energia previstas na execução dos direitos atribuídos no âmbito dos respectivos leilões.

c) Contratação bilateral que resulte de leilões ibéricos para abastecimento dos comercializadores de último recurso, nos termos e condições definidas na legislação que os aprova.

d) Contratação bilateral, nos termos previstos na Secção III do Capítulo XIV do presente regulamento.

e) Participação em mercados de serviços de sistema.

3 - Os contratos estabelecidos no âmbito da alínea d) do número anterior estão sujeitos à aprovação prévia da ERSE.

4 - O Agente Comercial é obrigado a realizar ofertas de venda de energia eléctrica nos mercados organizados, ou em contratos bilaterais aprovados pela ERSE, para a totalidade da energia eléctrica adquirida aos produtores com CAE, à excepção da parte fixada por disposição legal, designadamente a que corresponde à execução dos direitos transaccionados nos leilões de capacidade.

5 - O Agente Comercial, nas situações em que se veja tecnicamente impedido de dar cumprimento às obrigações contratuais e comerciais estabelecidas nas modalidades previstas no n.º 2, poderá adquirir a correspondente energia em mercados organizados para suprir as faltas detectadas.

6 - O Agente Comercial deve recorrer aos mercados organizados sempre que tal se justifique por razões de optimização da gestão da energia dos contratos.

Artigo 88.º

Informação

1 - O Agente Comercial deve proceder à divulgação da informação necessária para fundamentar e caracterizar as decisões tomadas no âmbito das indisponibilidades das centrais com CAE.

2 - O Agente Comercial deve proceder à divulgação da informação relativa a leilões de capacidade virtual de produção de energia eléctrica, explicitando, para cada leilão:

a) Quantidade e preço de abertura do leilão.

b) Relação entre a procura e a oferta em leilão.

c) Quantidade colocada e preço de fecho do leilão.

3 - A divulgação da informação deve ser feita, nomeadamente, através das seguintes formas:

a) Publicações periódicas.

b) Meios de divulgação electrónica.

4 - O conteúdo das diferentes formas de divulgação, bem como a periodicidade das publicações e a identificação das entidades às quais estas devam ser enviadas, obedecem às regras definidas no Manual de Procedimentos do Agente Comercial.

5 - O Agente Comercial deve submeter à aprovação da ERSE, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, uma proposta fundamentada sobre a lista da informação comercialmente sensível obtida no exercício das suas actividades que pretenda considerar de natureza confidencial.

6 - O acesso aos registos da informação classificada como comercialmente sensível nos termos do número anterior deve ser restrito, devendo ser tomadas as precauções adequadas para o efeito.

7 - O Agente Comercial deve manter registo de toda a informação produzida no âmbito das suas actividades.

8 - A informação registada deve ser conservada durante um período mínimo de 5 anos.

Capítulo VII

Custos para a manutenção do equilíbrio contratual

Artigo 89.º

Facturação e cobrança dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual

1 - O presente artigo estabelece a forma como se processam as relações comerciais no âmbito da facturação e cobrança dos montantes relativos aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual definidos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo n.º 199/2007, de 18 de Maio.

2 - Os montantes relativos aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual são constituídos pelos encargos repercutidos na parcela fixa e na parcela de acerto da tarifa de Uso Global do Sistema em conformidade com o definido no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo n.º 199/2007, de 18 de Maio.

3 - Os operadores das redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica devem comunicar à ERSE, até ao 3.º dia útil de cada mês, o valor da potência contratada, o número de clientes e o montante pecuniário relativo à tarifa de Uso Global do Sistema, incluindo, de forma discriminada, o montante relativo à parcela fixa e à parcela de acerto, que tenha sido facturado por aquelas entidades durante o mês imediatamente anterior.

4 - Com base na informação disponibilizada nos termos do número anterior, a ERSE comunica à entidade concessionária da RNT, aos operadores das redes de distribuição de energia eléctrica, a cada produtor ou aos respectivos cessionários e a cada comercializador, até ao 3.º dia útil seguinte à recepção da mencionada informação, os montantes da parcela fixa e da parcela de acerto que foram facturados aos consumidores de electricidade, com indicação discriminada relativamente a:

a) Montantes a facturar pela entidade concessionária da RNT aos operadores das redes de distribuição de energia eléctrica.

b) Montantes a facturar pelos operadores das redes de distribuição de energia eléctrica a cada comercializador.

c) Montante a facturar por cada produtor ou pelos respectivos cessionários à entidade concessionária da RNT.

5 - Os montantes referentes ao valor mensal da parcela fixa e da parcela de acerto serão objecto de facturação e cobrança entre os diferentes intervenientes no SEN, nos seguintes termos e prazos:

a) Com base na informação fornecida pela ERSE nos termos do n.º 4, cada produtor, ou os respectivos cessionários, devem proceder à emissão e entrega à entidade concessionária da RNT da factura correspondente ao valor mensal da parcela fixa e da parcela de acerto.

b) Até ao dia útil subsequente à recepção da factura emitida por cada produtor ou pelos respectivos cessionários, a entidade concessionária da RNT deve proceder à emissão e entrega das correspondentes facturas aos operadores das redes de distribuição.

c) Na data de recepção da factura emitida pela entidade concessionária da RNT, os operadores das redes de distribuição devem proceder à emissão e entrega das correspondentes facturas aos comercializadores.

d) No prazo de oito dias úteis a contar da recepção pelos comercializadores da factura emitida pelo operador das redes de distribuição, os comercializadores devem efectuar o pagamento a esse operador de redes de distribuição.

e) No prazo de oito dias úteis a contar da recepção da factura emitida pela entidade concessionária da RNT, o operador da rede de distribuição deve efectuar o pagamento àquela entidade.

f) A entidade concessionária da RNT deve, dentro do prazo previsto na alínea anterior, proceder à cobrança dos montantes relativos à parcela fixa e à parcela de acerto a fim de realizar a sua entrega, a cada produtor, ou aos respectivos cessionários, no dia útil seguinte à sua cobrança.

6 - Sem prejuízo da aplicação do regime estabelecido nos números anteriores, cada produtor é responsável pelo pagamento mensal à entidade concessionária da RNT das quantias mensais referentes aos CMEC negativos e aos restantes encargos previstos no n.º 6 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, para sua posterior reversão na tarifa de Uso Global do Sistema, até que os montantes dos CMEC e demais encargos, previstos nos n.os 4 e 5 do artigo 5.º do aludido diploma legal, que se encontrem ainda em dívida sejam integralmente pagos.

7 - A responsabilidade a que se refere o número anterior diz respeito a um período, diferenciado por produtor, desde a data de cessação antecipada de cada CAE até à data de cessação prevista no CAE com o prazo mais longo de entre os contratos celebrados pelo produtor.

Artigo 90.º

Garantias a prestar pelos comercializadores e comercializadores de último recurso

1 - As garantias previstas no n.º 6 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, devem ser prestadas pelos comercializadores, a favor da entidade concessionária da RNT, mediante uma das seguintes modalidades:

a) Garantia bancária autónoma à primeira solicitação, emitida por uma instituição de crédito de primeira ordem.

b) Linha de crédito irrevogável durante o período aplicável, mobilizável à primeira solicitação e concedida por uma instituição de crédito de primeira ordem.

c) Seguro-caução com termos de mobilização equivalentes aos previstos para as modalidades referidas nas alíneas anteriores, constituído por uma instituição de seguros de primeira ordem.

2 - A entidade concessionária da RNT deve proceder à sub-rogação ou transmissão dos direitos resultantes de garantia emitida nos termos do número anterior ao operador das redes de distribuição que tenha satisfeito o pagamento dos montantes da parcela fixa e da parcela de acerto, no caso de não cumprimento da obrigação de pagamento pelo comercializador que tenha procedido à prestação da respectiva garantia.

3 - Independentemente da modalidade utilizada para a garantia prevista no n.º 6 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, os termos da garantia prestada devem permitir, sem limitações, o exercício pela entidade concessionária da RNT da obrigação de sub-rogação prevista no número anterior.

4 - Os termos da prestação das garantias de acordo com o disposto nos números anteriores e as entidades que procedam à sua emissão ficam sujeitos a prévia aprovação pela ERSE.

Capítulo VIII

Recuperação de custos e proveitos resultantes de diferimentos tarifários

Artigo 91.º

Recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007 resultante da limitação dos acréscimos tarifários em clientes em BT

1 - O comercializador de último recurso tem direito à recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007 resultante da limitação dos acréscimos tarifários aos clientes em BT nos termos previstos nos números seguintes.

2 - Os valores correspondentes à recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007 são transferidos pelo operador da rede de distribuição em MT e AT para o comercializador de último recurso, ou em caso de cessão do direito ao recebimento daqueles valores, para as respectivas entidade cessionárias.

3 - O montante anual e os valores mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição em MT e AT para os respectivos beneficiários são publicados pela ERSE e determinados nos termos estabelecidos no RT.

4 - As formas e os meios de pagamento dos montantes correspondentes à recuperação do défice tarifário devem ser objecto de acordo entre as partes.

5 - O prazo de pagamento dos valores mensais é de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.

6 - O não pagamento dentro do prazo estipulado para o efeito constitui o operador da rede de distribuição em MT e AT em mora.

7 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento do pagamento de cada valor mensal.

Artigo 92.º

Recuperação de diferenciais de custos gerados com aplicação de medidas excepcionais

1 - Consideram-se diferenciais de custos gerados com aplicação de medidas excepcionais, os que resultarem de despacho do ministro responsável pela área de energia, ao abrigo do Decreto-Lei nº 165/2008, de 21 de Agosto relativos a:

a) Ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da actividade de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso.

b) Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

2 - Os valores correspondentes à recuperação destes diferenciais de custos são entregues ao operador da rede de transporte ou ao operador da rede de distribuição em MT e AT, consoante aplicável, e por este transferidos para as entidades afectadas pelo disposto no presente artigo, ou em caso de cessão do direito ao recebimento daqueles valores, para as respectivas entidades cessionárias.

3 - O montante anual e os valores mensais a recuperar pelos respectivos beneficiários são publicados pela ERSE e determinados de acordo com o disposto na legislação aplicável.

4 - As formas e os meios de pagamento dos montantes correspondentes à recuperação destes diferenciais de custos devem ser objecto de acordo entre as partes.

5 - O prazo de pagamento dos valores mensais é de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.

6 - O não pagamento dentro do prazo estipulado para o efeito constitui em mora o operador da rede de transporte ou o operador da rede de distribuição em MT e AT, consoante aplicável.

7 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento do pagamento de cada valor mensal.

Capítulo IX

Recuperação dos custos com exploração da zona piloto

Artigo 93.º

Recuperação e transferência de custos para a concessionária da zona piloto

1 - A recuperação dos custos decorrentes da exploração da zona piloto destinada à produção de energia eléctrica a partir da energia das ondas é atribuída à entidade concessionária da RNT.

2 - Os valores correspondentes à recuperação referida no número anterior são transferidos pela concessionária da RNT para a concessionária da zona piloto enquanto entidade responsável pela respectiva gestão.

3 - Os montantes a transferir pela concessionária da RNT para a entidade concessionária da zona piloto são determinados e publicados pela ERSE, nos termos estabelecidos no RT.

4 - Os meios e formas utilizados na transferência dos montantes devidos entre a entidade concessionária da RNT e a concessionária da zona piloto são objecto de acordo entre as partes.

Capítulo X

Ligações às redes

Secção I

Disposições gerais

Artigo 94.º

Objecto

1 - O presente Capítulo tem por objecto as condições comerciais aplicáveis ao estabelecimento das ligações às redes de instalações produtoras ou consumidoras de energia eléctrica, bem como ao estabelecimento de ligações entre as redes dos diferentes operadores de rede.

2 - São ainda objecto deste Capítulo as condições comerciais para o tratamento dos pedidos de aumento de potência requisitada de instalações já ligadas às redes.

Artigo 95.º

Condições técnicas e legais

1 - As condições técnicas para as ligações às redes são as estabelecidas na legislação aplicável.

2 - As instalações eléctricas não podem ser ligadas às redes sem a prévia emissão de licença ou autorização por parte das entidades administrativas competentes.

Artigo 96.º

Redes

Consideram-se redes, para efeitos de estabelecimento de ligações, as redes já existentes à data da requisição da ligação, com os limites definidos no Regulamento da Rede de Transporte e no Regulamento da Rede de Distribuição.

Artigo 97.º

Elementos de ligação

Para efeitos de aplicação do presente Capítulo, consideram-se elementos de ligação as infra-estruturas físicas que permitem a ligação entre uma instalação eléctrica, produtora ou consumidora, e as redes definidas nos termos do Artigo 96.º.

Artigo 98.º

Tipo de encargos com a ligação à rede

A ligação à rede pode envolver, conforme o caso, os seguintes tipos de encargos:

a) Alterações na instalação produtora ou consumidora a ligar à rede.

b) Reforço das redes.

c) Construção dos elementos de ligação.

Secção II

Ligação de instalações de clientes e aumento de potência requisitada

Subsecção I

Disposições gerais

Artigo 99.º

Obrigação de ligação e de aumento de potência requisitada

1 - O operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição, dentro das suas áreas de intervenção, são obrigados a proporcionar uma ligação às redes aos clientes que a requisitem, desde que verificadas as condições referidas no Artigo 95.º.

2 - Nas ligações às redes de distribuição, sempre que o respectivo operador de rede recuse o estabelecimento de uma ligação às suas redes, com o fundamento da não verificação das condições referidas no Artigo 95.º, deve justificar a sua decisão ao requisitante.

3 - Os pedidos de aumento de potência requisitada devem ser tratados tendo em consideração os princípios estabelecidos nos números anteriores.

4 - As ligações directas à rede de transporte só são permitidas para potências contratadas superiores a 10 MVA e desde que obtido o acordo do operador da rede de distribuição em MT e AT, que deve demonstrar ser essa a solução global mais vantajosa para o SEN.

5 - A obrigação de ligação inclui deveres de informação e aconselhamento por parte do respectivo operador de rede, designadamente sobre o nível de tensão a que deve ser efectuada a ligação, de modo a proporcionar as melhores condições técnicas e económicas, considerando, entre outros elementos, a potência requisitada e as características da rede e da instalação a ligar.

6 - O cumprimento do dever de informação inclui, designadamente, a elaboração e publicação de folhetos informativos sobre o processo de ligação às redes a disponibilizar aos interessados na requisição de uma ligação, contendo, entre outras, informações relativas a:

a) Elementos necessários para proporcionar a ligação.

b) Orçamento.

c) Construção dos elementos de ligação.

d) Encargos com a ligação.

7 - Os folhetos informativos previstos no número anterior devem ser remetidos à ERSE.

Artigo 100.º

Requisição de ligação

1 - A requisição de uma ligação à rede é efectuada através do preenchimento de um formulário, elaborado e disponibilizado pelo respectivo operador de rede.

2 - Sem prejuízo do disposto no Artigo 132.º, do formulário referido no número anterior, além da identificação do requisitante da ligação, devem constar, entre outros, os seguintes elementos:

a) A potência requisitada.

b) As características técnicas da instalação a ligar.

c) Outros elementos necessários à satisfação de condições solicitadas pelo requisitante, designadamente a potência de curto-circuito e a necessidade de alimentação alternativa.

3 - O formulário previsto nos números anteriores e a lista de informação referida no n.º 4 do Artigo 132.º devem ser disponibilizados a todos os interessados, designadamente através da internet e enviados à ERSE.

4 - No caso de edifícios ou conjuntos de edifícios funcionalmente interligados, incluindo os constituídos em regime de propriedade horizontal, ao conjunto das suas instalações de utilização corresponde uma única requisição de ligação à rede.

Artigo 101.º

Potência requisitada

1 - A potência requisitada é o valor da potência para a qual a ligação deve ser construída e a rede a montante deve ter capacidade de alimentar, nas condições estabelecidas na legislação e regulamentação vigentes.

2 - Construída a ligação, a potência requisitada passa a ser considerada uma característica da instalação de utilização, condicionando a potência máxima a contratar para a instalação.

3 - No caso de edifícios ou conjuntos de edifícios funcionalmente interligados, incluindo os constituídos em regime de propriedade horizontal, a potência requisitada será referida à ligação do edifício às redes, devendo ser atribuído um valor de potência requisitada a cada instalação de utilização.

4 - O valor da potência requisitada de cada instalação de utilização, referido no número anterior, deve ser o valor da potência a considerar para efeito de determinação da repartição dos encargos de ligação e de reforço das redes.

Artigo 102.º

Modificações na instalação a ligar à rede

1 - As modificações na instalação a ligar à rede que se tornem necessárias para a construção da ligação são da responsabilidade e encargo do requisitante da ligação.

2 - Nos casos em que a potência requisitada ultrapassar os limites previstos na Portaria n.º 454/2001, de 5 de Maio, o operador da rede pode exigir que o requisitante coloque à sua disposição um local apropriado ao estabelecimento e exploração de um posto de transformação, com as dimensões mínimas por ele indicadas para cada categoria de rede.

Subsecção II

Elementos de ligação

Artigo 103.º

Classificação dos elementos de ligação

Os elementos de ligação necessários à ligação de uma instalação à rede são classificados nos seguintes tipos:

a) Elementos de ligação para uso exclusivo.

b) Elementos de ligação para uso partilhado.

Artigo 104.º

Elementos de ligação para uso exclusivo

1 - Consideram-se elementos de ligação para uso exclusivo de uma instalação a ligar à rede os elementos por onde esteja previsto transitar, exclusivamente, energia eléctrica produzida ou consumida na instalação em causa.

2 - Para efeitos de identificação do elemento de ligação para uso exclusivo em BT e em MT, considera-se que este é limitado, na sua extensão, a um comprimento máximo, consoante o nível de tensão e o tipo de rede.

3 - Compete à ERSE a aprovação da metodologia de determinação dos comprimentos máximos definidos no número anterior.

4 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores de redes devem apresentar à ERSE proposta fundamentada no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

5 - A identificação do elemento de ligação para uso exclusivo nas ligações às redes em AT e em MAT é efectuada no âmbito do acordo entre o requisitante e o operador da rede ao qual é requisitada a ligação.

Artigo 105.º

Elementos de ligação para uso partilhado

1 - Consideram-se elementos de ligação para uso partilhado aqueles que permitem a ligação à rede de mais do que uma instalação.

2 - Integram-se no conceito estabelecido no número anterior os elementos de ligação necessários à inserção da instalação em redes cuja alimentação seja em anel.

3 - O operador da rede ao qual se requisita a ligação pode optar por sobredimensionar o elemento de ligação para uso partilhado, de modo a que este elemento possa vir a ser utilizado para a ligação de outras instalações.

4 - A identificação do elemento de ligação para uso partilhado nas ligações às redes em AT e em MAT é efectuada no âmbito do acordo entre o requisitante e o operador da rede ao qual é requisitada a ligação.

Subsecção III

Encargos

Artigo 106.º

Encargos de ligação à rede

1 - A ligação à rede pode tornar necessário o pagamento de encargos relativos a:

a) Elementos de ligação para uso exclusivo, nos termos do Artigo 104.º.

b) Elementos de ligação para uso partilhado, nos termos do Artigo 105.º.

c) Reforço das redes, nos termos do Artigo 111.º.

d) Encargos devidos a terceiros que não decorrem directamente dos valores de potência requisitada nem da extensão dos elementos de ligação.

2 - Os encargos com a ligação à rede ou com o aumento de potência requisitada de instalações em AT ou MAT são objecto de acordo entre o requisitante e o operador da rede ao qual é requisitada a ligação.

3 - Na falta do acordo previsto no número anterior, compete à ERSE decidir, numa base equitativa, a repartição dos encargos, na sequência da apresentação de propostas pelas entidades envolvidas.

4 - Nas situações previstas no n.º 2 do Artigo 102.º, o requisitante deve ser ressarcido pelo operador da rede, nos termos a aprovar pela ERSE.

5 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores de redes devem apresentar à ERSE proposta fundamentada, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 107.º

Definição do ponto de ligação à rede para determinação de encargos de ligação

1 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, o ponto de ligação à rede é indicado, consoante o caso, pelo operador da rede de transporte ou pelo operador da rede de distribuição.

2 - O ponto de ligação à rede das instalações de clientes em BT e MT, para efeitos de cálculo dos encargos com o estabelecimento da respectiva ligação, deve ser o ponto da rede, no nível de tensão expresso na requisição de ligação que, no momento da mesma, se encontra fisicamente mais próximo da referida instalação, independentemente de aí existirem as condições necessárias à satisfação das características de ligação constantes da requisição, designadamente em termos de potência requisitada.

Artigo 108.º

Tipos de encargos com o aumento de potência requisitada

A satisfação do pedido de aumento de potência requisitada pode tornar necessário o pagamento de encargos relativos a:

a) Elementos de ligação para uso exclusivo, nos termos do Artigo 104.º.

b) Reforço das redes, nos termos do Artigo 111.º.

Artigo 109.º

Encargos com os elementos de ligação para uso exclusivo

Os encargos relativos aos elementos de ligação para uso exclusivo são suportados pelo requisitante, até ao limite dos encargos correspondentes ao comprimento máximo aprovado nos termos do Artigo 104.º.

Artigo 110.º

Encargos com os elementos de ligação para uso partilhado

1 - Os encargos relativos aos elementos de ligação para uso partilhado necessários para proporcionar a ligação à rede em BT e em MT são função da potência requisitada e da extensão dos elementos de ligação apurada nos termos do n.º 3, tendo em conta, entre outros, os seguintes aspectos:

a) Número de requisitantes.

b) Capacidade utilizada por cada requisitante.

c) Elementos caracterizadores da instalação indicados na requisição de ligação prevista no Artigo 100.º.

d) Características das redes e tipo de construção envolvida.

2 - Compete à ERSE estabelecer a metodologia de cálculo dos encargos prevista no número anterior.

3 - Para efeitos do cálculo dos encargos com o elemento de ligação para uso partilhado, a extensão deste elemento, necessária para satisfazer a requisição da ligação, corresponde à extensão do traçado de construção a efectuar desde o ponto de ligação definido nos termos do Artigo 107.º até ao ponto do elemento de ligação para uso exclusivo mais distante da instalação para a qual é requisitada a ligação à rede.

4 - Para efeitos do cálculo dos encargos com o elemento de ligação para uso partilhado, nos casos de ligação de instalações bialimentadas, para efeitos do disposto no número anterior, deve ser considerada a soma da extensão dos elementos de ligação para uso partilhado.

5 - Para efeitos do disposto no n.º 2, os operadores de redes devem apresentar à ERSE proposta fundamentada sobre a metodologia de cálculo dos encargos resultantes da construção de elementos de ligação para uso partilhado, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 111.º

Encargos relativos ao reforço das redes

1 - O operador da rede ao qual é solicitada a ligação ou um aumento de potência requisitada deve exigir a comparticipação nos custos com o reforço da rede, nos termos do disposto nos números seguintes.

2 - Para ligações em MT e em BT, a comparticipação nos custos de reforço da rede deve ser função da potência requisitada.

3 - Para as ligações às redes previstas nos termos do Artigo 119.º, a potência requisitada a considerar para efeitos de cálculo da comparticipação nos custos de reforço da rede diz respeito à totalidade do empreendimento.

4 - No caso das ligações referidas no n.º 2, os valores de comparticipação nos custos de reforço das redes devem ser calculados, nomeadamente com base em indicadores técnico-económicos existentes para as diferentes redes.

5 - Compete à ERSE estabelecer as condições e os valores de comparticipação nos custos de reforço das redes para as ligações em MT e em BT.

6 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes devem apresentar à ERSE proposta fundamentada, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

7 - Para ligações em AT e MAT, a comparticipação nos custos de reforço das redes será objecto de acordo entre o requisitante e o operador da rede à qual é requisitada a ligação.

8 - Na falta do acordo, previsto no número anterior, compete à ERSE decidir, numa base equitativa, a repartição dos encargos, na sequência da apresentação de propostas pelas entidades envolvidas.

Artigo 112.º

Encargos com a expansão das redes em BT

Para as ligações às redes em BT, os encargos apurados de acordo com o estabelecido no contrato tipo de concessão de distribuição de energia eléctrica em BT referentes à expansão das redes em BT, aprovado pela Portaria n.º 454/2001, de 5 de Maio, são recuperados pelo operador de rede no âmbito da aplicação da tarifa de uso das redes, não sendo suportados pelo requisitante no momento da ligação à rede.

Artigo 113.º

Orçamento

1 - O operador da rede, na sequência da requisição de ligação à rede ou de pedido de aumento de potência requisitada, deve apresentar ao requisitante um orçamento relativo aos encargos com a ligação ou com o pedido de aumento de potência requisitada.

2 - O orçamento deve ser discriminado considerando, designadamente, as seguintes informações:

a) Identificação dos elementos de ligação necessários, mencionando as respectivas características técnicas e dimensionamento.

b) Identificação do ponto de ligação à rede, para efeitos do cálculo dos encargos com o estabelecimento dessa ligação.

c) Tipo, quantidade e custo dos principais materiais, equipamentos e mão de obra utilizados na construção do elemento de ligação para uso exclusivo, bem como o encargo total com este tipo de elemento de ligação.

d) Encargos relativos aos elementos de ligação para uso partilhado, explicitando os valores de potência requisitada e de extensão do elemento utilizados no cálculo dos encargos.

e) Encargos relativos ao reforço das redes.

3 - O orçamento deve ainda conter informação relativa a:

a) Trabalhos e serviços excluídos do orçamento.

b) Eventuais valores que decorram do ressarcimento previsto no n.º 4 do Artigo 106.º.

c) Encargos devidos com o estabelecimento da ligação e que não decorrem directamente dos valores de potência requisitada e da extensão dos elementos de ligação, designadamente encargos devidos a terceiros para a satisfação do pedido de ligação à rede.

d) Trabalhos e serviços necessários ao estabelecimento de uma ligação, susceptíveis de serem realizados pelo requisitante ou por terceiro por aquele indicado.

e) Condições de pagamento.

f) Prazo de execução da ligação e validade do orçamento.

4 - O orçamento deve ser apresentado ao requisitante, por escrito, nos prazos seguintes:

a) Para ligações em BT e MT, nos prazos de 15 e 30 dias úteis respectivamente ou, sempre que a natureza dos estudos a realizar não possibilite o seu cumprimento, em prazos previamente acordados com os requisitantes.

b) Para ligações em MAT e AT, em prazo acordado previamente com os requisitantes.

Artigo 114.º

Estudos para a elaboração do orçamento

1 - O operador da rede ao qual é requisitada a ligação tem o direito de ser ressarcido pelo requisitante dos encargos que tenha suportado com a realização dos estudos necessários para a elaboração do orçamento para ligação à rede.

2 - Compete à ERSE estabelecer as condições e os valores dos encargos suportados com a realização dos estudos necessários para a elaboração do orçamento.

3 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 115.º

Pagamento dos encargos de ligação

1 - As condições de pagamento dos encargos decorrentes do estabelecimento da ligação devem ser objecto de acordo entre as partes.

2 - Na falta do acordo, previsto no número anterior, as condições de pagamento dos encargos devem ser estabelecidas em observância dos seguintes princípios:

a) Para ligações à rede em BT, com prazos de execução iguais ou inferiores a 20 dias úteis, o operador da rede pode exigir o pagamento dos encargos, como condição prévia à construção dos elementos de ligação.

b) Para ligações à rede em BT, com prazos de execução superiores a 20 dias úteis, o pagamento dos encargos com a construção dos elementos de ligação deve ser faseado, havendo lugar a um pagamento inicial prévio à referida construção que não pode exceder 50% do valor global do orçamento.

c) Para as ligações à rede em MT, AT e MAT, o pagamento dos encargos com a construção dos elementos de ligação deve ser faseado, havendo lugar a um pagamento inicial prévio à referida construção que não pode exceder 50% do valor global do orçamento.

d) Nos casos previstos nas alíneas b) e c), o pagamento devido com a conclusão da construção da ligação não pode ser inferior a 10% do valor global do orçamento.

Subsecção IV

Construção e propriedade dos elementos de ligação

Artigo 116.º

Construção dos elementos de ligação

1 - Os elementos de ligação podem ser construídos pelos operadores das redes e pelo requisitante da ligação, nos termos previstos nos números seguintes.

2 - O requisitante pode, na posse do orçamento referido no Artigo 113.º, optar por promover a construção, pelos seus próprios meios, dos elementos de ligação para uso exclusivo.

3 - O requisitante pode, mediante acordo com o operador da rede ao qual solicitou a ligação, promover a construção de elementos de ligação para uso partilhado, tendo o direito de ser ressarcido dos valores que tenha suportado e que não lhe sejam atribuíveis, nos termos do referido acordo.

4 - Para efeitos do disposto nos números anteriores, o operador da rede ao qual é solicitada a ligação deve apresentar ao requisitante o estudo em que se baseou a proposta de orçamento para a construção dos elementos de ligação.

5 - A construção dos elementos de ligação previstos nos n.os 2 e 3 deve ser realizada de acordo com o estudo referido no número anterior, segundo as normas de construção aplicáveis e utilizando materiais aprovados pelo operador da rede ao qual é solicitada a ligação, nos termos previstos na legislação e regulamentação vigentes.

6 - Sem prejuízo da fiscalização pelas entidades administrativas competentes, o operador da rede ao qual é solicitada a ligação pode inspeccionar tecnicamente a construção dos elementos de ligação promovida pelo requisitante e solicitar a realização dos ensaios que entenda necessários, de acordo com a legislação e regulamentação vigentes.

7 - O operador da rede ao qual é solicitada a ligação tem o direito de exigir ao requisitante de uma ligação à rede a prestação de uma garantia, válida pelo período de um ano, correspondente ao máximo de 10% do valor dos elementos de ligação construídos pelo requisitante, para suprir eventuais deficiências de construção.

Artigo 117.º

Propriedade dos elementos de ligação

Depois de construídos, os elementos de ligação passam a fazer parte integrante das redes assim definidas nos termos do Artigo 96.º, logo que forem considerados, pelo operador da rede ao qual é solicitada a ligação, em condições técnicas de exploração.

Subsecção V

Ligação de instalações com características especiais

Artigo 118.º

Ligações de instalações provisórias e eventuais

1 - Às ligações de instalações provisórias e eventuais aplicam-se as disposições desta Secção, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

2 - As ligações de instalações provisórias devem ser estabelecidas, preferencialmente, de modo a que possam vir a constituir ligações definitivas.

3 - Os encargos que decorram exclusivamente das alterações necessárias à conversão de ligações de carácter provisório em definitivas são da responsabilidade dos requisitantes.

4 - A obrigação de ligação de instalações provisórias e eventuais é limitada à existência de capacidade de rede, não havendo lugar ao pagamento de encargos relativos ao reforço das redes.

5 - Nas ligações de instalações provisórias e instalações eventuais, em que findo o período de utilização se opte pela desmontagem dos elementos de ligação para uso exclusivo, estes ficam propriedade do requisitante, o qual deve suportar integralmente os encargos com a sua desmontagem, salvo acordo em contrário com o operador da rede à qual foi efectuada a ligação.

6 - O preço do serviço de activação do fornecimento a instalações eventuais é publicado anualmente pela ERSE, na sequência de proposta fundamentada dos operadores das redes de distribuição a apresentar à ERSE até 15 de Setembro de cada ano.

Artigo 119.º

Ligação de núcleos habitacionais, urbanizações, loteamentos, parques industriais e comerciais

1 - Para as ligações às redes de núcleos habitacionais, urbanizações, loteamentos, parques industriais e comerciais aplicam-se, com as necessárias adaptações, as regras previstas para a ligação de instalações de clientes.

2 - Para efeitos de aplicação do disposto no Artigo 103.º, os elementos necessários para proporcionar a ligação às redes respeitam ao conjunto do empreendimento habitacional, da urbanização, do loteamento, do parque industrial ou comercial e não às instalações individualmente consideradas.

3 - Salvo acordo em contrário sobre a repartição e faseamento dos pagamentos, ficam a cargo do requisitante as despesas resultantes do primeiro estabelecimento das obras de electrificação, nelas se compreendendo o custo da rede de alta e média tensão, dos postos de transformação e das redes de BT, considerando, quando aplicável, o disposto no contrato de concessão de distribuição de energia eléctrica em BT.

Artigo 120.º

Iluminação pública

O estabelecimento das redes de iluminação pública e os respectivos encargos são objecto dos contratos de concessão de distribuição de energia eléctrica em BT.

Secção III

Ligações entre redes de distribuição em MT e AT e redes de distribuição em BT

Artigo 121.º

Obrigação de ligação

O operador da rede em MT e AT e os operadores das redes em BT devem estabelecer ligações entre as respectivas redes, de forma a permitir o trânsito de energia eléctrica para abastecimento dos clientes ligados às redes de distribuição em BT, nas melhores condições técnicas e económicas para o SEN.

Artigo 122.º

Norma remissiva

Às ligações entre as redes de distribuição em MT e AT e as redes de distribuição em BT, bem como ao reforço das redes em MT e AT, aplicam-se, com as necessárias adaptações, as regras constantes da Secção II deste capítulo para a ligação à rede de instalações de clientes em MT.

Artigo 123.º

Propriedade das ligações

Depois de construídas, as ligações entre as redes de distribuição em MT e AT e as redes de distribuição em BT passam a integrar as redes de distribuição em MT e AT.

Secção IV

Ligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição em MT e AT

Artigo 124.º

Obrigação de ligação

1 - O operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT devem estabelecer ligações entre as respectivas redes, de forma a permitir a veiculação de energia eléctrica para abastecimento dos clientes ligados às redes de distribuição, nas melhores condições técnicas e económicas para o SEN.

2 - As necessidades de estabelecimento de ligações e de reforço das redes são identificadas no plano de investimentos na rede de transporte, elaborado nos termos e condições previstos na Base XIX das Bases de Concessão da RNT, aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, bem como no plano de investimentos nas redes de distribuição em AT, elaborado nos termos previstos na Base XVII das Bases de Concessão da RND em MT e AT, aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

3 - O operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT devem garantir a coerência entre os planos referidos no número anterior, designadamente no que se refere às ligações entre as suas redes.

Artigo 125.º

Repartição de encargos

A repartição dos encargos com os elementos de ligação entre a rede de transporte e as redes da distribuição em MT e AT será efectuada de acordo com o estabelecido nos planos referidos no artigo anterior, tendo em conta o estabelecido nos Decretos-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

Artigo 126.º

Propriedade das ligações

Após a sua construção, cada elemento de ligação fica a fazer parte integrante das redes de transporte ou de distribuição em MT e AT, nos termos da legislação aplicável.

Secção V

Ligação à rede de instalações produtoras

Artigo 127.º

Obrigação de ligação

1 - O operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição têm a obrigação de proporcionar a ligação de instalações produtoras às suas redes.

2 - As ligações de novos centros electroprodutores processam-se de acordo com a capacidade de recepção das redes eléctricas, nos termos da legislação aplicável.

Artigo 128.º

Rede receptora

1 - As instalações produtoras com potência instalada superior a 50 MVA são ligadas à rede de transporte podendo, no entanto, essa ligação ser efectuada à rede de distribuição, desde que haja acordo com o operador da rede de transporte e este demonstre ser essa a solução mais vantajosa para o SEN.

2 - As instalações produtoras com potência instalada igual ou superior a 10 MVA e igual ou inferior a 50 MVA são ligadas à rede de distribuição, podendo, no entanto, essa ligação ser efectuada à rede de transporte, desde que haja acordo com o operador da rede de distribuição em MT e AT e este demonstre ser essa a solução mais vantajosa para o SEN.

3 - As instalações produtoras com potência instalada inferior a 10 MVA são ligadas às redes de distribuição, devendo o operador da rede de distribuição em MT e AT e os operadores da rede de distribuição em BT cooperar no sentido de ser obtida a solução mais vantajosa para as redes.

Artigo 129.º

Requisição de ligação

1 - As ligações às redes de instalações de produção são requisitadas mediante comunicação escrita ao operador da rede de transporte ou ao operador da rede de distribuição, conforme o caso, a qual deve conter a informação necessária à sua avaliação.

2 - Para efeitos do número anterior e sem prejuízo do disposto no Artigo 132.º, os operadores de rede devem informar os interessados dos elementos a apresentar, necessários à avaliação do pedido de ligação às suas redes.

Artigo 130.º

Construção, encargos e pagamento das ligações

1 - Salvo acordo entre as partes, são da responsabilidade dos produtores de energia eléctrica os encargos com a ligação à rede receptora.

2 - As condições para a construção dos elementos de ligação às redes das instalações produtoras e para o eventual reforço das redes, bem como as condições de pagamento, são estabelecidas por acordo entre as partes.

3 - Na falta do acordo previsto no número anterior, compete à ERSE decidir, numa base equitativa, a repartição dos encargos, na sequência da apresentação de propostas pelas entidades envolvidas.

Artigo 131.º

Propriedade das ligações

Depois de construídas, as ligações às redes das instalações produtoras integram a propriedade dos operadores das redes.

Secção VI

Informação no âmbito das ligações às redes

Artigo 132.º

Informação a prestar por clientes e produtores

1 - Sem prejuízo do disposto no Regulamento da Rede de Transporte e no Regulamento da Rede de Distribuição, os requisitantes de novas ligações às redes ou de aumentos de potência requisitada devem disponibilizar, ao operador da rede à qual pretendem estabelecer a ligação, a informação técnica necessária à elaboração dos estudos para avaliar a possibilidade de facultar a ligação e dos planos de expansão das redes.

2 - No que respeita às ligações em MT, AT e MAT, a informação prevista no número anterior deve incluir as características técnicas específicas das instalações produtoras ou consumidoras, designadamente as relativas à ligação à rede e aos equipamentos eléctricos, bem como à potência de emissão ou aos consumos.

3 - As características técnicas específicas das instalações a ligar às redes, previstas nos números anteriores, devem conter as informações necessárias para efeitos de exercício do acesso às redes pela instalação em causa.

4 - Para efeitos do disposto nos n.os 1 e 2, os operadores das redes devem propor, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento, para aprovação pela ERSE, uma lista com os elementos necessários a incluir na requisição de ligação, nomeadamente por nível de tensão ou por tipo de instalação.

5 - O operador da rede a que a instalação está ligada pode, sempre que o considere necessário, solicitar a actualização da informação prevista nos números anteriores.

6 - A informação prevista nos números anteriores, bem como a que integra a requisição de ligação à rede e a que consta do orçamento aceite pelo requisitante, são consideradas características da instalação em causa.

Artigo 133.º

Identificação da instalação ligada à rede

Constituem elementos de identificação da instalação ligada à rede:

a) O respectivo código de ponto de entrega, definido nos termos do Artigo 135.º, o qual será atribuído pelo respectivo operador da rede, logo que estejam concluídos os trabalhos necessários para proporcionar a ligação da instalação à rede e os elementos de ligação integrados na exploração da rede.

b) A informação prestada nos termos do artigo anterior, bem como a que integra a requisição de ligação à rede e a que consta do orçamento aceite pelo requisitante.

Artigo 134.º

Informação sobre as redes de distribuição e de transporte

Os operadores das redes devem enviar semestralmente à ERSE, até ao final dos meses de Janeiro e Julho, para os diferentes níveis de tensão, as seguintes informações relativas ao semestre anterior:

a) O número de novas ligações efectuadas nas redes por si exploradas, desagregado por tipo de elemento de ligação.

b) O valor das comparticipações de clientes relativas a novas ligações às suas redes, com a desagregação que permita identificar o valor dos encargos com o reforço das redes e com cada tipo de elementos de ligação.

c) O número de pedidos de aumento de potência requisitada e respectivos encargos, com a desagregação que permita identificar o valor dos encargos com o reforço das redes e a intervenção em elementos de ligação.

Artigo 135.º

Codificação dos pontos de entrega

1 - A cada instalação objecto de ligação à rede será atribuído um código do ponto de entrega.

2 - A um código do ponto de entrega pode corresponder mais do que um ponto de medição ou mais do que uma ligação física à rede.

3 - A atribuição do código do ponto de entrega é da responsabilidade dos operadores das redes.

4 - Compete à ERSE aprovar a metodologia a observar na codificação dos pontos de entrega.

5 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes devem apresentar à ERSE uma proposta conjunta, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

Capítulo XI

Medição, leitura e disponibilização de dados

Secção I

Disposições Gerais

Artigo 136.º

Medição

1 - As variáveis relevantes para a facturação são objecto de medição ou determinadas a partir de valores medidos.

2 - A determinação da potência em horas de ponta deve ser efectuada de acordo com o disposto no Artigo 146.º.

3 - Exceptuam-se do disposto no n.º 1 as instalações em BT com um regime de funcionamento em que o consumo possa ser determinado unicamente por estimativa, nos termos do n.º 8 do Artigo 166.º.

4 - A medição de energia eléctrica deve ser feita à tensão de fornecimento, excepto em casos devidamente justificados.

Artigo 137.º

Fornecimento e instalação de equipamentos de medição

1 - Os equipamentos de medição, designadamente os contadores e indicadores de potência, bem como os respectivos acessórios, devem ser fornecidos e instalados:

a) Pelo operador da rede de transporte, nos pontos de ligação das suas subestações às redes de distribuição.

b) Pelo operador da rede de transporte, nos pontos de ligação dos clientes fisicamente ligados à rede de transporte.

c) Pelos operadores da rede de distribuição, nos pontos de ligação aos clientes que estejam fisicamente ligados às redes de distribuição.

d) Pelos operadores das redes de distribuição, nos pontos de ligação de circuitos de iluminação pública.

e) Pelos produtores no respectivo ponto de ligação à rede.

2 - Os equipamentos de medição podem incluir transformadores de medida, contadores de energia eléctrica activa e reactiva e os equipamentos necessários à telecontagem.

3 - O fornecimento e a instalação dos equipamentos de medição constituem encargo das entidades previstas no n.º 1, enquanto proprietárias dos mesmos, as quais não podem cobrar qualquer quantia a título de aluguer ou indemnização pelo uso dos referidos aparelhos.

4 - Os clientes ficam fiéis depositários dos equipamentos de medição, nomeadamente para efeitos da sua guarda e restituição findo o contrato, desde que terceiros não tenham acesso livre ao equipamento.

5 - O disposto no n.º 1 não prejudica que o cliente, por acordo com o operador da rede, possa instalar e proceder à manutenção do respectivo equipamento de medição, desde que sejam cumpridas as especificações técnicas estabelecidas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, previsto no Artigo 172.º, bem como a legislação em vigor sobre controlo metrológico.

6 - O disposto no n.º 1 não impede a instalação, por conta do interessado, de um segundo equipamento de características idênticas ou superiores às do equipamento fornecido nos termos previstos no mesmo n.º 1, para efeitos de dupla medição.

7 - Os operadores das redes de distribuição devem proceder à instalação de equipamentos de medição em todos os pontos de ligação de circuitos de iluminação pública até 31 de Dezembro de 2012, de acordo com um plano de instalação a aprovar pela ERSE na sequência de proposta a apresentar pelos operadores das redes de distribuição, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor deste regulamento.

8 - Os equipamentos de medição e os circuitos que os alimentam devem ser selados.

9 - A localização dos equipamentos de medição deve obedecer ao disposto na legislação e regulamentação aplicáveis.

10 - Os operadores das redes podem levantar o equipamento de medição e controlo de potência após a cessação do contrato de fornecimento ou, no caso de clientes que sejam agentes de mercado, do contrato de uso das redes.

Artigo 138.º

Características dos equipamentos de medição

1 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, as características dos equipamentos de medição, nomeadamente a sua classe de precisão, são estabelecidas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, bem como na demais legislação e regulamentação aplicáveis.

2 - Os equipamentos de medição instalados nos pontos de medição das instalações de clientes devem permitir o acesso à informação dos registos das variáveis relevantes para a facturação.

Artigo 139.º

Pontos de medição de energia eléctrica

No âmbito do presente Capítulo e para efeitos de medição, leitura e disponibilização de dados, são considerados pontos de medição de energia eléctrica:

a) As ligações das instalações de produtores à rede de transporte.

b) As ligações das instalações de produtores à rede de distribuição em MT e AT.

c) As ligações das instalações de produtores à rede de distribuição em BT.

d) As ligações entre a Rede Nacional de Transporte e as redes fora do território nacional.

e) As ligações das subestações da rede de transporte às redes de distribuição em MT e AT.

f) As ligações entre as redes do operador da rede em MT e AT e as redes fora do território nacional.

g) Em MT, os postos de transformação MT/BT dos operadores das redes em BT que não sejam, cumulativamente, operadores de rede em MT e AT.

h) As ligações das instalações de clientes em MAT.

i) As ligações das instalações de clientes em AT, MT e BT, incluindo as de iluminação pública.

Artigo 140.º

Verificação obrigatória dos equipamentos de medição

1 - A verificação dos equipamentos de medição é obrigatória nos termos e com a periodicidade estabelecida na legislação em vigor sobre controlo metrológico e no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

2 - Os encargos com a verificação ou ajuste do equipamento de medição são da responsabilidade do proprietário do equipamento.

Artigo 141.º

Verificação extraordinária dos equipamentos de medição

1 - Os equipamentos de medição podem ser sujeitos a uma verificação extraordinária, sempre que qualquer das partes suspeite ou detecte defeito no seu funcionamento.

2 - A verificação extraordinária deve realizar-se em laboratório acreditado, nos termos da legislação em vigor sobre controlo metrológico e do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

3 - Os encargos com a verificação extraordinária dos equipamentos de medição são da responsabilidade das seguintes entidades:

a) Da entidade que solicitou a verificação extraordinária, nos casos em que a verificação efectuada ao equipamento vier a comprovar que o mesmo funciona dentro dos limites de tolerância definidos.

b) Do proprietário do equipamento, nas restantes situações.

Artigo 142.º

Adaptação de equipamentos de medição

1 - Os equipamentos de medição devem ter as características necessárias para permitir a aplicação das opções tarifárias e dos ciclos horários estabelecidos no RT.

2 - Sempre que sejam aprovadas alterações às opções tarifárias ou aos períodos horários de opções tarifárias já existentes que determinem a adaptação ou substituição de equipamentos de medição, os operadores de redes de distribuição devem submeter à aprovação da ERSE, no prazo máximo de 30 dias, um programa das intervenções a realizar para dar cumprimento ao disposto no número anterior, acompanhado de uma estimativa dos custos necessários à sua concretização.

3 - Até à conclusão da aplicação do programa referido no número anterior são aplicadas as regras de facturação transitórias aprovadas pela ERSE, destinadas a salvaguardar os interesses económicos dos clientes, enquanto se verificar a inadequação dos equipamentos de medição.

Secção II

Grandezas a considerar para efeitos de facturação

Subsecção I

Grandezas a medir ou determinar para facturação

Artigo 143.º

Grandezas a medir ou a determinar

As grandezas a medir ou a determinar para efeitos de aplicação de tarifas são as seguintes:

a) Potência tomada.

b) Potência contratada.

c) Potência em horas de ponta.

d) Energia activa.

e) Energia reactiva.

Artigo 144.º

Potência tomada

A potência tomada é o maior valor da potência activa média, registado em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, durante o intervalo de tempo a que a factura respeita.

Artigo 145.º

Potência contratada

1 - A potência contratada é a potência que os operadores das redes colocam à disposição no ponto de entrega.

2 - A potência contratada não pode ser superior à potência requisitada.

3 - Salvo acordo escrito celebrado pelas partes, a potência contratada por ponto de entrega em MT, AT ou MAT não pode ter um valor, em kW, inferior a 50% da potência instalada, em kVA, medida pela soma das potências nominais dos transformadores relativos ao ponto de entrega.

4 - Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, o valor da potência contratada nos pontos de entrega em MAT, AT, MT e BTE, referido no n.º 1 é actualizado para a máxima potência tomada, registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a factura respeita.

5 - Na mudança de fornecedor, a potência contratada a considerar no momento da mudança corresponde ao último valor desta grandeza utilizado na facturação do uso de redes, sendo considerada, para efeitos de actualização da potência contratada, prevista no número anterior, a máxima potência tomada, registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a factura respeita.

6 - A potência contratada nos pontos de entrega em BTN é a potência aparente colocada à disposição do cliente nos termos do Artigo 165.º.

7 - Nos fornecimentos de energia eléctrica destinados a iluminação pública, a potência contratada é calculada nos termos estabelecidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Artigo 146.º

Potência em horas de ponta

A potência em horas de ponta (Pp) é a potência activa média calculada de acordo com a fórmula seguinte:

$Pp = Ep / Hp$

em que:

Ep - energia activa no ponto de medição em horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a factura respeita.

Hp - número de horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a factura respeita.

Artigo 147.º

Energia activa

A energia activa é objecto de medição nos pontos de medição nos termos do presente Capítulo.

Artigo 148.º

Energia reactiva

A energia reactiva é objecto de medição apenas nos pontos de medição em MAT, AT, MT e BTE, nos termos do presente Capítulo.

Subsecção II

Grandezas a medir ou determinar para facturação da entrada na RNT e na RND da produção em regime ordinário e da produção em regime especial

Artigo 149.º

Grandezas a medir ou a determinar para facturação da entrada na RNT e na RND da produção em regime ordinário e da produção em regime especial

Para efeitos da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte à produção em regime ordinário e à produção em regime especial deve ser medida ou determinada a energia activa entrada na RNT e na RND.

Artigo 150.º

Energia activa

Para efeitos do disposto no artigo anterior, a energia activa é objecto de medição nos respectivos pontos de ligação dos produtores à RNT e à RND.

Secção III

Instalações de produção

Artigo 151.º

Medição, leitura e disponibilização de dados

As regras aplicáveis à medição, leitura e disponibilização de dados são estabelecidas por acordo entre o operador da rede e o produtor.

Secção IV

Fronteira da Rede Nacional de Transporte com a Rede de Distribuição em MT e AT

Subsecção I

Medição e Leitura

Artigo 152.º

Fornecimento e instalação de equipamentos de medição

O fornecimento e a instalação de equipamentos de medição nos pontos de medição nas ligações entre a rede de transporte e a rede de distribuição em MT e AT devem cumprir o disposto no Artigo 137.º.

Artigo 153.º

Leitura dos equipamentos de medição

1 - Qualquer das partes tem a possibilidade de efectuar a leitura dos equipamentos de medição, bem como de verificar os respectivos selos.

2 - As indicações dos equipamentos de medição devem ter uma desagregação de 15 minutos.

3 - A leitura dos equipamentos de medição deve ser efectuada de modo remoto.

Artigo 154.º

Energia transitada nos pontos de medição de energia eléctrica

1 - A energia transitada em cada ponto de medição de energia eléctrica para efeitos de facturação é obtida a partir das mais recentes indicações recolhidas dos equipamentos de medição.

2 - Quando existir duplo equipamento de medição, a energia transitada em cada ponto de medição resulta da média das indicações fornecidas pelos dois equipamentos de medição, nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Artigo 155.º

Medição da energia reactiva para efeitos de facturação do uso da rede de transporte

A medição de energia reactiva para efeitos de facturação do uso da rede de transporte é feita por ponto de medição de energia eléctrica.

Artigo 156.º

Correcção de erros de medição e de leitura

1 - Sempre que, havendo um único equipamento de medição, este apresente defeito de funcionamento ou, havendo duplo equipamento de medição, a avaria seja simultânea, a medida será corrigida por acordo entre as partes.

2 - Nas instalações equipadas com duplo equipamento de medição, em que apenas um apresente defeito de funcionamento comprovado, consideram-se, para efeitos de facturação, as indicações dadas pelo outro equipamento de medição.

3 - A correcção de erros de leitura será objecto de acordo entre os operadores das redes.

Secção V

Fronteira da Rede de Distribuição em MT e AT com a Rede de Distribuição em BT

Artigo 157.º

Medição na fronteira da rede de distribuição em MT e AT com a rede de distribuição em BT

1 - Em matéria de medição, leitura e disponibilização de dados de consumo, às entregas de energia eléctrica da rede de distribuição em MT e AT à rede de distribuição em BT aplicam-se as disposições relativas aos clientes em MT, definidas na Secção VII do presente Capítulo.

2 - O operador da rede de distribuição em MT e AT deve proceder à instalação de equipamentos de medição nos pontos de entrega à rede de distribuição em BT com as características técnicas estabelecidas na legislação e regulamentação aplicáveis.

3 - Para efeitos do número anterior, compete à ERSE aprovar o programa de instalação dos equipamentos de medição na sequência de proposta a apresentar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor deste regulamento.

Secção VI

Comercializadores de último recurso e comercializadores

Artigo 158.º

Determinação das quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores

1 - As quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores em cada período de acerto de contas são calculadas a partir das quantidades medidas nos pontos de entrega dos seus clientes.

2 - Nos pontos de entrega que não disponham de equipamentos de medição com registo horário, aplicam-se os perfis de consumo aprovados pela ERSE, nos termos previstos no Artigo 170.º.

3 - As quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores para satisfação dos consumos dos seus clientes em cada período de acerto de contas são determinadas com base nas quantidades obtidas de acordo com os números anteriores, ajustadas para perdas no referencial de produção de energia eléctrica da rede de transporte, nos termos previstos no RARI.

4 - No caso dos comercializadores fornecerem energia eléctrica a comercializadores de último recurso exlusivamente em BT e de estes terem optado pela modalidade de facturação prevista no n.º 4 do Artigo 56.º, as quantidades de energia eléctrica a considerar para efeitos de determinação das quantidades fornecidas pelos comercializadores devem ser calculadas nos termos estabelecidos naquela disposição regulamentar.

5 - A metodologia de cálculo das quantidades de energia eléctrica a atribuir aos comercializadores em cada período de acerto de contas deve constar do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Artigo 159.º

Determinação das quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores de último recurso

As quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores de último recurso são calculadas nos termos do Artigo 158.º, sem prejuízo do disposto no Artigo 311.º.

Secção VII

Clientes

Subsecção I

Medição

Artigo 160.º

Fornecimento e instalação de equipamentos de medição

1 - O fornecimento e a instalação de equipamentos de medição devem cumprir o disposto no Artigo 137.º.

2 - Salvo acordo em contrário, os custos com a instalação, a operação e a manutenção de infra-estruturas de telecomunicações necessárias à leitura remota do equipamento de medição das instalações dos clientes constituem encargo:

a) Do operador da rede de transporte, nos pontos de medição dos clientes que se encontrem fisicamente ligados à rede de transporte.

b) Dos operadores das redes de distribuição, nos pontos de medição dos clientes que se encontrem fisicamente ligados às suas redes.

3 - Sempre que o operador da rede instale um sistema de leitura remota e passe a efectuar a recolha de modo remoto, o cliente que pretenda manter a dupla medição deve também preparar o seu equipamento para que possa ser integrado no sistema de leitura remota.

Artigo 161.º

Sistemas de telecontagem

1 - Nos pontos de medição de clientes em BTE, MT, AT e MAT, os equipamentos de medição devem dispor de características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem.

2 - Os operadores das redes de distribuição podem instalar equipamentos de medição com características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem nos pontos de medição de clientes em BTN.

3 - Para efeitos do número anterior, compete à ERSE aprovar os programas de substituição dos equipamentos de medição, na sequência de propostas a apresentar pelos respectivos operadores das redes de distribuição.

4 - Os custos associados à execução dos programas de substituição dos equipamentos de medição referidos nos números anteriores são aprovados pela ERSE.

5 - Os programas de substituição de equipamentos de medição, para dar cumprimento ao disposto no n.º 1, já aprovados pela ERSE, mantêm-se em vigor até à sua conclusão.

Artigo 162.º

Medição a tensão diferente de fornecimento

1 - Sempre que a medição da potência e das energias activa e reactiva não for feita à tensão de fornecimento, as quantidades medidas devem ser referidas à tensão de fornecimento, tendo em conta as perdas nos transformadores.

2 - A forma de referir as potências e as energias à tensão de fornecimento deve ser acordada entre o operador da rede e o cliente ou o seu comercializador.

3 - Na ausência do acordo referido no número anterior, deve ser observado o disposto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Artigo 163.º

Medição com duplo equipamento

1 - Quando existir duplo equipamento de medição, conforme previsto no n.º 6 do Artigo 137.º, para efeitos de facturação deve ser considerada a média das indicações fornecidas pelos dois equipamentos.

Artigo 164.º

Correcção de erros de medição

1 - Os erros de medição da energia e da potência, resultantes de qualquer anomalia verificada no equipamento de medição ou erro de ligação do mesmo, que não tenham origem em procedimento fraudulento, serão corrigidos em função da melhor estimativa das grandezas durante o período em que a anomalia se verificou, nos termos previstos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

2 - Para efeitos da estimativa prevista no número anterior, são consideradas relevantes as características da instalação, o seu regime de funcionamento, os valores das grandezas anteriores à data de verificação da anomalia e, se necessário, os valores medidos nos primeiros 3 meses após a sua correcção.

3 - Caso exista dupla medição, nos termos do n.º 6 do Artigo 137.º, e apenas um equipamento apresente defeito de funcionamento comprovado, serão consideradas as indicações dadas pelo equipamento que não apresente defeito de funcionamento.

4 - Os erros de medição da energia e da potência resultantes de qualquer anomalia verificada no equipamento de medição, com origem em procedimento fraudulento, ficam sujeitos ao disposto no Artigo 222.º.

Artigo 165.º

Controlo da potência em clientes BTN

1 - Os operadores das redes de distribuição devem colocar, sem qualquer encargo para o cliente, na entrada das instalações de utilização, dispositivos, designadamente disjuntores, destinados a impedir que seja tomada uma potência superior aos limites estabelecidos no contrato.

2 - Se o cliente impedir, sem fundamento, a instalação dos dispositivos referidos no número anterior, os operadores das redes podem interromper o fornecimento de energia eléctrica, nos termos do Artigo 66.º.

3 - Quando, por razões técnicas, o operador da rede entender ser a alimentação trifásica a forma mais adequada de efectuar um fornecimento, e desde que o cliente não se oponha a esse tipo de alimentação, será concedida uma margem de potência, utilizando-se um disjuntor de calibre superior em 3x5 A ao correspondente à potência contratada.

4 - Para efeitos do disposto no número anterior, os valores da potência contratada não podem ser inferiores a 3,45 kVA ou superiores a 13,8 kVA.

5 - A margem de potência, referida no n.º 3, não será concedida se a alimentação trifásica for efectuada a pedido do cliente.

6 - O operador da rede só pode eliminar a margem concedida ao abrigo do disposto no n.º 3 se obtiver do cliente o seu consentimento e, sendo necessário, proceder a modificações da instalação eléctrica do cliente, suportando os respectivos encargos.

Subsecção II

Leitura dos equipamentos de medição

Artigo 166.º

Leitura dos equipamentos de medição

1 - As indicações recolhidas por leitura directa dos equipamentos de medição prevalecem sobre quaisquer outras.

2 - Os operadores das redes são as entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição das instalações dos clientes ligadas às suas redes.

3 - Sem prejuízo do estabelecido no número anterior, têm a faculdade de efectuar a leitura dos equipamentos de medição e a sua comunicação, bem como de verificar os respectivos selos, as seguintes entidades:

a) O cliente.

b) O operador da rede a que a instalação do cliente está ligada.

c) O comercializador ou comercializador de último recurso com contrato de fornecimento com o cliente.

4 - A comunicação das leituras recolhidas pelo cliente pode ser efectuada através dos meios que o operador da rede disponibilize para o efeito, nomeadamente mediante comunicação telefónica e electrónica.

5 - A leitura dos equipamentos de medição da responsabilidade dos operadores das redes deve respeitar as seguintes regras:

a) Periodicidade mensal nos clientes em BTE.

b) Nos clientes em BTN deve ser assegurado que o intervalo entre duas leituras não seja superior a 3 meses.

c) Na ausência de telecontagem, nas instalações de iluminação pública deve ser assegurado que o intervalo entre duas leituras não seja superior a 3 meses.

6 - No caso dos clientes em BTN, os operadores das redes de distribuição devem diligenciar no sentido dos clientes serem avisados da data em que irão proceder a uma leitura directa do equipamento de medição, ou de que foi tentada, sem êxito, essa leitura, utilizando os meios que considerem adequados para o efeito.

7 - O aviso previsto no número anterior deve conter informação, designadamente sobre os meios disponíveis para o cliente transmitir ao operador da rede de distribuição os seus dados de consumo, fixando um prazo para o efeito.

8 - Nos casos em que não existam leituras dos equipamentos de medição de clientes, podem ser utilizados métodos para estimar o consumo, nos termos e condições definidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Artigo 167.º

Leitura extraordinária dos equipamentos de medição

1 - No caso dos clientes em BTN, se, por facto imputável ao cliente, após uma tentativa de leitura, observando o disposto nos n.os 6 e 7 do Artigo 166.º, não for possível o acesso ao equipamento de medição, para efeitos de leitura, durante um período que não deve ultrapassar os 6 meses consecutivos, e não existindo qualquer comunicação por parte do cliente sobre os dados de consumo durante o mesmo período, o operador da rede pode promover a realização de uma leitura extraordinária.

2 - Para os restantes clientes, se, por facto imputável ao cliente, após duas tentativas de leitura, não for possível o acesso ao equipamento de medição para efeitos de leitura, durante um período que não deve ultrapassar os 6 meses consecutivos, o operador da rede pode promover a realização de uma leitura extraordinária.

3 - Nas situações previstas nos números anteriores, o pagamento dos encargos com a leitura extraordinária é da responsabilidade do cliente.

4 - A data de realização da leitura extraordinária deve ser acordada entre as partes.

5 - Na impossibilidade de acordo sobre uma data para a leitura extraordinária dos equipamentos de medição, num prazo máximo de 20 dias após notificação, os operadores das redes podem interromper o fornecimento, nos termos do Artigo 66.º.

6 - Acordada a data para a realização da leitura extraordinária, se não for possível o acesso ao equipamento de medição para o efeito, por facto imputável ao cliente, os operadores das redes podem interromper o fornecimento, nos termos do Artigo 66.º.

Artigo 168.º

Preços de leitura extraordinária

1 - Os preços de leitura extraordinária são publicados anualmente pela ERSE.

2 - Para efeitos do número anterior, os operadores das redes devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, até 15 de Setembro de cada ano.

Artigo 169.º

Correcção de erros de leitura do equipamento de medição

Aos erros de leitura do equipamento de medição é aplicável, com as necessárias adaptações, o estabelecido no Artigo 164.º relativo a erros de medição.

Subsecção III

Perfis de consumo

Artigo 170.º

Perfis de consumo

1 - Às entregas a clientes que não disponham de equipamentos de medição com registo horário, aplicam-se perfis de consumo.

2 - Os perfis de consumo referidos no número anterior são aprovados pela ERSE.

3 - Para efeitos do número anterior, os operadores das redes devem enviar à ERSE proposta conjunta até 30 de Novembro de cada ano.

Subsecção IV

Disponibilização de dados de consumo

Artigo 171.º

Disponibilização de dados de consumo de clientes

1 - A metodologia a adoptar na disponibilização de dados de consumo de clientes deve constar do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

2 - A metodologia prevista no número anterior deve garantir que a disponibilização de informação seja efectuada de modo transparente e não discriminatório.

Secção VIII

Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados

Artigo 172.º

Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados

1 - Sem prejuízo do disposto no presente Capítulo, as regras e os procedimentos a observar na medição, leitura e disponibilização de dados devem integrar o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

2 - O guia referido no número anterior é aprovado pela ERSE.

3 - Para efeitos do disposto no número anterior, o operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição devem apresentar à ERSE proposta conjunta devidamente fundamentada, no prazo de 120 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

4 - O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados pode ser alterado mediante proposta das entidades previstas no número anterior, bem como na sequência de solicitação da ERSE às entidades responsáveis pela sua proposta.

5 - O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, depois de aprovado pela ERSE, deve ser objecto de divulgação pelos operadores de redes, designadamente por publicitação e disponibilização nas suas páginas na internet.

6 - A verificação do cumprimento do Guia do Medição, Leitura e Disponibilização de Dados fica sujeita à realização de auditorias nos termos previstos no Artigo 8.º.

Artigo 173.º

Conteúdo do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados

O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados referido no Artigo 172.º deve contemplar, entre outras, regras sobre as seguintes matérias:

a) Fornecimento e instalação de equipamentos de medição, de acordo com os princípios gerais definidos a este respeito para cada ponto de medição no presente regulamento.

b) Características dos equipamentos de medição, designadamente a classe de precisão mínima.

c) Verificação obrigatória dos equipamentos de medição e regras a adoptar na verificação no caso de existência de duplo equipamento de medição.

d) Verificação extraordinária dos equipamentos de medição.

e) Situações e condições em que é possível a existência de duplo equipamento de medição e regras relativas ao ajuste dos equipamentos e prevalência dos dados recolhidos.

f) Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento.

g) Recolha de indicações dos equipamentos de medição, designadamente o número de leituras a efectuar nos equipamentos de medição instalados nos pontos de medição dos clientes em BTN e BTE, nos restantes pontos de medição a clientes que não disponham de equipamento que permita a telecontagem, bem como as regras relativas à leitura extraordinária de equipamentos de medição.

h) Correcção de erros de medição e de leitura.

i) Realização de leituras extraordinárias.

j) Estimação dos consumos das instalações de clientes.

k) Aplicação de estimativas de consumo sempre que não ocorra a leitura dos equipamentos de medição, devendo observar os princípios da existência de mais do que um método de cálculo das estimativas e da possibilidade de escolha pelo cliente.

l) Aplicação de perfis de consumo a instalações que não disponham de equipamentos de medição com registo horário.

m) Aplicação de perfis de produção a instalações que não disponham de equipamentos de medição com registo horário.

n) Facturação, nos termos previstos no presente regulamento, quando os equipamentos de medição ou de controlo da potência contratada se revelem inadequados à opção tarifária dos clientes.

o) Implementação e operação dos sistemas de telecontagem, nos termos do Artigo 174.º.

p) Metodologia de adequação entre a energia entrada na rede e os consumos atribuídos aos comercializadores e comercializadores de último recurso.

q) Disponibilização de informação aos comercializadores e comercializadores de último recurso das quantidades de energia eléctrica fornecidas aos seus clientes em cada período de acerto de contas.

r) Fluxos de informação entre operadores de redes sobre medidas de energia eléctrica.

s) Disponibilização pelas entidades que operam as redes dos dados de produção recolhidos nos pontos de medição dos produtores.

t) Disponibilização pelas entidades que operam as redes dos dados de consumo recolhidos nos pontos de medição dos clientes.

u) Medição, leitura e disponibilização de dados de instalações de produção de energia eléctrica.

v) Matérias relacionadas com a mobilidade eléctrica.

Artigo 174.º

Regras relativas a telecontagem

1 - As regras a observar na implementação e operação dos sistemas de telecontagem constantes do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, incluirão, entre outras, as seguintes matérias:

a) Especificação técnica dos equipamentos de medição e telecontagem.

b) Procedimentos de verificação e aferição do sistema de medição.

c) Procedimentos de verificação e manutenção do sistema de comunicações e telecontagem.

d) Procedimentos a observar na parametrização e partilha dos dados de medição.

e) Situações em que é possível efectuar a parametrização remota dos equipamentos de medição e respectivos procedimentos a adoptar.

f) Procedimentos relativos à correcção de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância.

2 - As disposições relativas à leitura dos equipamentos de medição integrados nos sistemas de telecontagem e previstas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados devem prever as regras e procedimentos a seguir sempre que não seja possível a recolha remota de dados.

Capítulo XII

Escolha de comercializador de energia eléctrica

Secção I

Elegibilidade para escolha de comercializador de energia eléctrica

Artigo 175.º

Clientes elegíveis

São elegíveis para escolha de comercializador de energia eléctrica todas as instalações consumidoras de energia eléctrica.

Artigo 176.º

Instalação consumidora

Para efeitos da presente Secção, considera-se instalação consumidora:

a) A instalação eléctrica licenciada pelas entidades competentes nos termos da regulamentação aplicável.

b) O conjunto de instalações eléctricas licenciado nos termos da alínea anterior e que de acordo com o respectivo licenciamento obedeça a uma exploração conjunta, nomeadamente, centros comerciais, complexos desportivos, recintos de espectáculos, parques de campismo e similares.

c) O conjunto de instalações eléctricas cujo licenciamento permita um só ponto de ligação à rede.

Secção II

Escolha do comercializador

Artigo 177.º

Escolha do comercializador

1 - A escolha pelo cliente do comercializador de energia eléctrica, para cada instalação consumidora, efectua-se mediante a celebração de um contrato com uma entidade legalmente habilitada a fornecer energia eléctrica.

2 - A mudança de comercializador processa-se nos termos previstos na Secção III do presente Capítulo.

Artigo 178.º

Modalidades de contratação

1 - Para efeitos de escolha do comercializador de energia eléctrica, são consideradas modalidades de contratação de energia eléctrica:

a) A celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica com comercializadores, nos termos previstos no Capítulo XIII.

b) A celebração de contrato de fornecimento de energia eléctrica com comercializadores de último recurso, nos termos previstos no Capítulo XIII.

c) A contratação do fornecimento de energia eléctrica por recurso às plataformas de negociação dos mercados organizados, nos termos previstos na Secção II do Capítulo XIV.

d) A celebração de contrato bilateral de fornecimento com entidades legalmente habilitadas a fornecer energia eléctrica, nos termos previstos na Secção III do Capítulo XIV.

2 - As modalidades de contratação previstas nas alíneas c) e d) do número anterior são reservadas aos clientes que sejam agentes de mercado, assim definidos nos termos da Secção I do Capítulo XIV.

3 - Com a celebração de um contrato de fornecimento, uma das partes compromete-se a disponibilizar e a outra a receber a energia eléctrica contratada aos preços e condições fixadas no mesmo contrato.

4 - O fornecimento de energia eléctrica através de contratos de fornecimento com comercializadores ou comercializadores de último recurso isenta o cliente da celebração de qualquer contrato de uso das redes.

5 - Nos termos do disposto no número anterior, os comercializadores ou comercializadores de último recurso são responsáveis pelo cumprimento das obrigações decorrentes do acesso às redes dos seus clientes, designadamente pelo pagamento das obrigações decorrentes do acesso às redes, relativamente aos operadores das redes a que as instalações dos seus clientes se encontrem ligadas.

Secção III

Mudança de comercializador

Artigo 179.º

Princípios gerais

1 - A mudança do comercializador está isenta de encargos para os clientes, devendo ocorrer num prazo máximo de 3 semanas contadas a partir da data do pedido de mudança.

2 - A mudança de comercializador de energia eléctrica deve considerar os procedimentos necessários para o efeito, a aprovar pela ERSE, nos termos previstos no Artigo 181.º.

3 - A mudança de comercializador pressupõe a representação do cliente pelo novo comercializador que pretende passar a fornecer a instalação do cliente junto do operador da rede de distribuição em MT e AT, enquanto entidade encarregue da gestão do processo de mudança de comercializador, mediante autorização expressa do cliente para o efeito.

4 - O disposto no n.º 3 não se aplica a clientes que optem por se constituir como agentes de mercado, assim definidos nos termos da Secção I do Capítulo XIV.

5 - Sem prejuízo do prazo máximo referido no n.º 1, pode ser indicada uma data para a mudança de comercializador de preferência do cliente e do comercializador que pretende passar a fornecer a instalação do cliente, nos termos a definir nos procedimentos de mudança de comercializador previstos no Artigo 181.º.

6 - Na sequência de mudança de comercializador, o cliente deve receber do comercializador cessante a factura contendo o acerto final de contas no prazo máximo de 6 semanas após a efectivação da mudança.

7 - Para efeitos de apuramento dos valores a repercutir em cada contrato, na mudança de comercializador, envolvendo facturações que abranjam um período diferente do acordado para facturação, designadamente, dos encargos de acesso à rede, considerar-se-á uma distribuição diária uniforme desses encargos.

8 - A existência de valores em dívida de um cliente junto de um comercializador de energia eléctrica não deve impedir a mudança para outro comercializador, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

9 - A existência de valores em dívida para com o operador da rede a que a instalação consumidora do cliente se encontra ligada, ou para com um comercializador de último recurso, que não tenham sido contestadas junto de tribunais ou de entidades com competência para a resolução extrajudicial de conflitos, impede este de escolher um outro fornecedor de energia eléctrica.

10 - A verificação do cumprimento dos procedimentos de mudança de comercializador fica sujeita à realização de auditoria, nos termos previstos no Artigo 8.º e nos procedimentos de mudança de comercializador previstos no Artigo 181.º.

Artigo 180.º

Informação de caracterização da instalação consumidora

1 - A mudança de comercializador deve ser operacionalizada através da existência de informação de caracterização das instalações consumidoras de energia eléctrica, constante de um registo mantido e actualizado pelos operadores de rede, designado registo do ponto de entrega, o qual deverá conter dados da seguinte natureza:

a) Código do ponto de entrega associado a cada instalação consumidora, atribuído nos termos do Artigo 135.º.

b) Dados de identificação do titular do contrato de fornecimento de energia eléctrica à instalação em causa, quando existente.

c) Dados de caracterização do tipo de fornecimento, nível de tensão e referenciação geográfica da instalação consumidora, assim como a indicação, se aplicável, da existência de microprodução ou miniprodução associada à instalação consumidora.

d) Dados de consumo da instalação consumidora para um período de 12 meses, quando existentes.

e) Outros dados de caracterização considerados relevantes pelo operador de rede para uma correcta e completa identificação da instalação consumidora.

2 - O acesso pelos comercializadores e comercializadores de último recurso ao registo do ponto de entrega mencionado no número anterior, relativo a pessoas singulares titulares de contrato de fornecimento, contendo dados pessoais assim caracterizados nos termos da legislação aplicável, está dependente de autorização expressa para o efeito do cliente titular da instalação.

3 - O acesso pelos comercializadores e comercializadores de último recurso ao registo do ponto de entrega mencionado no n.º 1, relativo a pessoas singulares titulares de contrato de fornecimento, que não contenha dados pessoais assim caracterizados nos termos da legislação aplicável, processa-se de acordo com os procedimentos de mudança de comercializador a aprovar pela ERSE, nos termos previstos no Artigo 181.º.

4 - O acesso pelos comercializadores e comercializadores de último recurso ao registo do ponto de entrega mencionado no n.º 1, relativo a pessoas colectivas titulares de contrato de fornecimento, pode efectuar-se de forma massificada junto do operador da rede de distribuição em MT e AT, em periodicidade não superior a trimestral e mediante procedimentos acordados entre as partes e remetidos previamente à ERSE.

5 - Com o acesso ao registo do ponto de entrega, os comercializadores e os comercializadores de último recurso ficam obrigados a garantir a confidencialidade da informação recebida do operador da rede de distribuição em MT e AT, sem prejuízo do direito de acesso do cliente aos seus dados, respeitantes à instalação por ele detida.

Artigo 181.º

Gestão do processo de mudança de comercializador

1 - Os procedimentos e os prazos a adoptar na gestão do processo de mudança de comercializador, considerando os princípios gerais referidos no Artigo 179.º, bem como a informação a disponibilizar aos agentes envolvidos nas respectivas mudanças, são aprovados pela ERSE.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior e considerando o previsto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 12.º, o operador da rede de distribuição em MT e AT deve apresentar à ERSE proposta fundamentada no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 182.º

Informação no âmbito da mudança de comercializador

1 - O operador da rede de distribuição em MT e AT, na função de gestão do processo de mudança de comercializador, deve enviar à ERSE, até ao dia 15 de cada mês, informação referente a:

a) Número de clientes que no mês findo solicitaram a mudança de comercializador, por carteira de comercializador de destino e de origem.

b) Número de clientes que no mês findo solicitaram a celebração de um contrato de fornecimento com um comercializador, incluindo o comercializador de último recurso.

c) Composição agregada das carteiras de cada comercializador, por nível de tensão e tipo de fornecimento no mês findo, incluindo a do comercializador de último recurso.

2 - A informação referida no número anterior deve conter, nomeadamente, os seguintes elementos:

a) Número de clientes por carteira de comercializador, por nível de tensão de alimentação e tipo de fornecimento.

b) Número de mudanças de comercializador, por nível de tensão de alimentação e tipo de fornecimento.

c) Consumo médio mensal nos últimos 12 meses, por carteira de comercializador, por nível de tensão de alimentação e tipo de fornecimento.

d) Potência contratada dos clientes em cada carteira de comercializador, por nível de tensão de fornecimento.

e) Número de situações para as quais foi indicada uma data preferencial para a mudança de comercializador e número médio de dias entre a data do pedido de mudança e essa data preferencial, por comercializador, nível de tensão de alimentação e tipo de fornecimento.

3 - A informação constante dos números anteriores deve ser fornecida pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos restantes operadores das redes em formato e periodicidade a definir por acordo entre as partes.

Capítulo XIII

Relacionamento comercial com os clientes de energia eléctrica

Secção I

Disposições gerais

Artigo 183.º

Objecto

O presente Capítulo tem por objecto as regras aplicáveis ao relacionamento comercial entre comercializadores ou comercializadores de último recurso e os clientes com os quais tenham celebrado contrato de fornecimento de energia eléctrica.

Artigo 184.º

Protecção dos consumidores

1 - No exercício das suas actividades, os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem assegurar a protecção dos consumidores, designadamente quanto à prestação do serviço, ao direito de informação, à qualidade do serviço prestado, às tarifas e preços, à repressão de cláusulas abusivas e à resolução de conflitos, em particular aos consumidores abrangidos pela prestação de serviços públicos considerados essenciais, nos termos da Lei n.º 23/96, de 26 de Julho.

2 - Ao abrigo do direito de informação estabelecido no número anterior, cabe aos comercializadores, aos comercializadores de último recurso e, sempre que se justifique, aos operadores das redes de distribuição, informar os consumidores de forma completa, clara e adequada sobre as condições em que o serviço é prestado, nos termos e relativamente às matérias previstos no presente regulamento e no RQS.

Artigo 185.º

Relacionamento comercial com os clientes

1 - As regras aplicáveis ao relacionamento comercial entre os comercializadores, comercializadores de último recurso e os respectivos clientes são as previstas nos artigos seguintes, sem prejuízo de outra legislação aplicável, designadamente em matéria de protecção dos consumidores.

2 - O relacionamento comercial com os clientes é assegurado pelo comercializador ou comercializador de último recurso com quem celebrou um contrato de fornecimento de energia eléctrica, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.

3 - As matérias relativas a ligações às redes, avarias e leitura dos equipamentos de medição podem ser tratadas directamente com o operador da rede a cujas redes a instalação do cliente se encontra ligada.

4 - Considerando o disposto no número anterior, os comercializadores e comercializadores de último recurso devem informar os seus clientes das matérias a tratar directamente pelo operador da rede da área geográfica onde se localizam as respectivas instalações, indicando os meios de contacto adequados para o efeito.

5 - As regras de relacionamento entre os comercializadores, comercializadores de último recurso e o operador da rede de distribuição necessárias para operacionalizar o relacionamento comercial com os clientes devem constar do contrato de uso das redes celebrado entre comercializador ou comercializador de último recurso e o operador da rede de distribuição.

6 - Os comercializadores que recorram a métodos de venda agressiva, tais como, os contratos celebrados à distância, vendas ao domicílio e equiparadas, devem publicar um Código de Conduta que estabeleça as práticas a utilizar neste tipo de vendas, nos termos previstos no RQS.

7 - Para efeitos de relacionamento comercial com os clientes, e sem prejuízo das exigências legais aplicáveis, devem ser utilizados os meios de comunicação disponíveis, em especial os indicados pelos clientes como contacto preferencial, de modo a garantir a comunicação efectiva com os clientes visados.

Secção II

Obrigações de serviço público e de serviço universal

Artigo 186.º

Obrigações de serviço público

1 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem observar no exercício das suas actividades o disposto neste regulamento e na demais legislação aplicável em matéria de obrigações de serviço público.

2 - Nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, são obrigações de serviço público, nomeadamente:

a) A segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento.

b) A garantia da universalidade de prestação do serviço.

c) A protecção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços.

d) A promoção da eficiência energética, a protecção do ambiente e a racionalidade de utilização dos recursos renováveis e endógenos.

Artigo 187.º

Serviço universal

Cumulativamente às obrigações de serviço público, referidas no artigo anterior, os comercializadores de último recurso ficam sujeitos a obrigações de serviço universal, devendo assegurar o fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores alimentados em BTN, com potência contratada até 41,4 kVA, que o solicitem, em observância da legislação aplicável, nomeadamente a relativa à protecção do consumidor, aplicando as tarifas e preços regulados publicados pela ERSE.

Artigo 188.º

Obrigação de fornecimento

1 - Os comercializadores de último recurso são obrigados, dentro das suas áreas geográficas de actuação, a fornecer energia eléctrica aos clientes em BTN que a requisitem, nos termos estabelecidos no presente regulamento e com observância das demais exigências legais e regulamentares.

2 - A obrigação de fornecimento prevista no número anterior só existe quando as instalações eléctricas estiverem devidamente licenciadas e mantidas em bom estado de conservação e funcionamento, nos termos das disposições legais aplicáveis, e efectuada a respectiva ligação à rede.

3 - Para além do disposto no número anterior, não existe obrigação de fornecimento quando não se encontre regularizado o pagamento de dívidas vencidas provenientes de contratos de fornecimento celebrados entre o mesmo comercializador de último recurso e o mesmo cliente, independentemente da instalação em causa, desde que essas dívidas não tenham sido contestadas junto dos tribunais ou de entidades com competência para a resolução extrajudicial de conflitos.

4 - No caso de fornecimentos a instalações provisórias e eventuais, a obrigação de fornecimento prevista no n.º 1 fica limitada à existência e à capacidade disponível de rede.

Artigo 189.º

Apresentação de propostas de fornecimento

1 - Os comercializadores devem enviar trimestralmente à ERSE informação actualizada sobre os tipos de fornecimento abrangidos pela sua actividade de comercialização de energia eléctrica, divulgando essa informação, designadamente através das suas páginas na Internet e de outros meios de atendimento aos consumidores disponibilizados.

2 - Os comercializadores que pretendam abastecer clientes em BTN devem disponibilizar publicamente, designadamente através das suas páginas na Internet, ofertas públicas de fornecimento de energia eléctrica, nos termos previstos na lei, sem prejuízo do disposto no n.º 6.

3 - No caso dos comercializadores que disponham de um número de clientes igual ou superior a 5 mil, presume-se que a sua actividade de comercialização abrange todos os tipos de fornecimento de energia eléctrica.

4 - As propostas de fornecimento de energia eléctrica disponibilizadas devem ser acompanhadas das condições gerais do contrato aplicável e conter, no mínimo, as seguintes informações:

a) Identificação completa e contactos do comercializador.

b) Duração da oferta comercial e do contrato subjacente.

c) Preços e outros encargos.

d) Meios, prazos e condições de pagamento das facturas associadas ao contrato.

e) Informação mais recente sobre a rotulagem de energia eléctrica comercializada, de acordo com as recomendações da ERSE.

5 - A divulgação pública de propostas de fornecimento de energia eléctrica, nos termos previstos no n.º 2, não prejudica o direito das partes de acordarem condições contratuais distintas das divulgadas, designadamente sobre preços.

6 - Quando solicitado expressamente por um cliente abrangido pela sua actividade de comercialização, o comercializador deve apresentar uma proposta de fornecimento de energia eléctrica no prazo máximo de 8 dias úteis, no caso de clientes em BT e de 12 dias úteis nos restantes clientes, a contar da data da formulação do pedido pelo cliente.

7 - Sem prejuízo do acordo entre as partes, sempre que ao comercializador não for possível o cumprimento dos prazos previstos no número anterior, deve o mesmo informar o interessado dos motivos que o justificam, indicando um prazo expectável para a resposta.

8 - Para efeitos de aceitação da proposta de fornecimento apresentada, o cliente deve responder expressamente ao comercializador.

9 - Se, para efeitos de apresentação de uma proposta de fornecimento de energia eléctrica, for devido ao comercializador o pagamento de custos adicionais, designadamente decorrentes do regime de contratação pública, o comercializador fica isento das obrigações previstas no presente artigo.

Artigo 190.º

Contrato de fornecimento de energia eléctrica

1 - Os contratos de fornecimento de energia eléctrica, na forma de contrato de adesão, compõem-se de condições gerais, previamente formuladas pelo comercializador e de condições particulares, expressamente acordadas entre as partes, individualizando cada contrato em concreto.

2 - Os contratos de fornecimento de energia eléctrica entre os comercializadores e os seus clientes devem especificar, nomeadamente os seguintes aspectos:

a) A identidade e o endereço do comercializador, bem como o código da instalação de consumo.

b) Os serviços fornecidos e os níveis de qualidade desses serviços, suas características e a data de início do fornecimento, bem como as condições normais de acesso e utilização dos serviços do comercializador.

c) Outro tipo de serviços que sejam contemplados no contrato, designadamente serviços de manutenção.

d) A possibilidade de registo como cliente com necessidades especiais, nos termos previstos no RQS.

e) As informações sobre os direitos dos consumidores, incluindo sobre o tratamento de reclamações e os meios de resolução de litígios disponíveis.

f) As informações sobre as tarifas e preços e outros encargos eventualmente aplicáveis, as quais devem ser comunicadas de forma clara, nomeadamente através das páginas na Internet dos comercializadores.

g) A duração do contrato, as condições de renovação e termo do contrato e dos serviços que lhe estejam associados, bem como as condições de rescisão, devendo ser especificado se a rescisão importa ou não o pagamento de encargos.

h) Os meios de pagamento ao dispor dos clientes.

i) As compensações e as disposições de reembolso aplicáveis quando os padrões de qualidade de serviço estabelecidos ou contratados não forem observados.

j) Os prazos máximos de resposta a pedidos de informação e reclamações que lhes sejam dirigidos.

3 - As condições contratuais devem ser equitativas e previamente conhecidas do consumidor antes da celebração ou confirmação do contrato de fornecimento.

4 - As condições contratuais devem ser redigidas em linguagem clara e compreensível, sem carácter enganador ou abusivo, em conformidade com o regime jurídico vigente em matéria de cláusulas contratuais gerais.

5 - Os comercializadores devem enviar à ERSE as condições gerais, previstas no n.º 1, que integram os contratos de fornecimento celebrados com os respectivos clientes.

6 - Os comercializadores devem informar directamente, de forma antecipada e fundamentada, os seus clientes de qualquer intenção de alterar as condições contratuais vigentes, incluindo as alterações que consistam no aumento de preços livremente acordados entre as partes, caso em que devem ser informados em momento anterior ao período normal de facturação que incluiria esse aumento.

7 - Os clientes são livres de rescindir os contratos celebrados com os comercializadores sempre que não aceitem as novas condições contratuais que lhes forem comunicadas, nos termos do número anterior, devendo ser informados do direito à rescisão do contrato nas referidas circunstâncias.

8 - A cessação do contrato de fornecimento por iniciativa do comercializador só pode ocorrer depois de decorrido um prazo definido na metodologia a adoptar na gestão do processo de mudança de comercializador aprovada pela ERSE, nos termos do Capítulo XII deste regulamento.

Artigo 191.º

Contrato de fornecimento a celebrar com os comercializadores de último recurso

1 - Além do disposto no Artigo 190.º deste regulamento, os contratos de fornecimento de energia eléctrica a celebrar entre os comercializadores de último recurso e os seus clientes em BTN devem integrar como condições contratuais gerais um conjunto mínimo de informações aprovado pela ERSE, na sequência de propostas apresentadas pelos comercializadores de último recurso, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

2 - A aprovação do conjunto mínimo de informações referido no número anterior deve ser antecedida de consulta às associações de consumidores de âmbito nacional e de interesse genérico e às de interesse específico para o sector eléctrico, as quais se devem pronunciar no prazo máximo de 20 dias úteis após o envio do pedido de consulta.

3 - Salvo acordo entre as partes, o contrato de fornecimento de energia eléctrica tem por objecto uma instalação de utilização.

4 - Para cada instalação, será definida a tensão de fornecimento, a potência contratada e a opção tarifária a considerar para efeitos de facturação.

5 - A cessação do contrato de fornecimento de energia eléctrica pode verificar-se:

a) Por acordo entre as partes.

b) Por denúncia por parte do cliente, nos termos previstos no contrato, podendo ser efectuada a todo o tempo pelos clientes em BTN.

c) Pela celebração de contrato de fornecimento com outro comercializador.

d) Pela entrada em vigor do contrato de uso das redes, no caso dos clientes que sejam agentes de mercado.

e) Pela interrupção do fornecimento de energia eléctrica, por facto imputável ao cliente, que se prolongue por um período superior a 60 dias.

f) Por morte do titular do contrato, salvo nos casos de transmissão por via sucessória, quando demonstrada a vivência em economia comum.

g) Por extinção da entidade titular do contrato.

Artigo 192.º

Contrato de fornecimento de instalações eventuais e provisórias

1 - No caso de instalações eventuais, a duração do contrato de fornecimento de energia eléctrica é condicionada à duração do evento que a origina.

2 - No caso de instalações provisórias, a renovação do contrato de fornecimento de energia eléctrica fica condicionada aos termos e prazos constantes da respectiva licença.

Artigo 193.º

Alteração da potência contratada

1 - Os clientes em BTN podem, a todo o tempo, solicitar a alteração da potência contratada, até ao limite da potência requisitada.

2 - Sem prejuízo do disposto no Artigo 145.º, para fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE, nos casos em que nas instalações do cliente se tenha procedido a investimentos com vista à utilização mais racional da energia eléctrica, da qual tenha resultado uma redução da potência contratada com carácter permanente, o pedido de redução de potência contratada deve ser satisfeito no mês seguinte.

3 - O aumento de potência contratada, por um cliente abrangido pelo número anterior, antes de decorrido o prazo de 12 meses, concede aos comercializadores e aos comercializadores de último recurso o direito de actualizar a potência contratada para o valor anterior à redução, bem como o de cobrar, desde a data de redução, a diferença entre o encargo de potência que teria sido facturado se não houvesse redução da potência contratada e o efectivamente cobrado.

Artigo 194.º

Características da energia eléctrica fornecida

1 - Em cada ponto de entrega, a energia eléctrica será fornecida à tensão definida contratualmente, com as tolerâncias estabelecidas no RQS aplicável.

2 - Em BT considera-se, para efeitos contratuais, que o fornecimento se efectua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

Artigo 195.º

Transmissão das instalações de utilização

1 - No caso de transmissão, a qualquer título, das instalações de utilização, a responsabilidade contratual do cliente manter-se-á até à celebração de novo contrato de fornecimento de electricidade ou até à comunicação da referida transmissão, por escrito, ao respectivo comercializador.

2 - Comunicada a transmissão da instalação de utilização, se o novo utilizador não proceder à celebração de contrato de fornecimento, no prazo de 15 dias, o fornecimento de electricidade pode ser interrompido nos termos do Artigo 66.º.

Artigo 196.º

Cedência de energia eléctrica a terceiros

1 - O cliente não pode ceder a terceiros, a título gratuito ou oneroso, a energia eléctrica que adquire, salvo quando for autorizado pelas autoridades administrativas competentes.

2 - Para efeitos de aplicação do presente artigo, considera-se cedência de energia eléctrica a terceiros a veiculação de energia eléctrica entre instalações de utilização distintas, ainda que tituladas pelo mesmo cliente.

3 - A cedência de energia eléctrica a terceiros, prevista no presente artigo, pode constituir fundamento para a interrupção do fornecimento de energia eléctrica, nos termos do Artigo 66.º.

Secção III

Prestação de caução

Artigo 197.º

Prestação de caução

1 - Salvo no caso dos clientes com instalações eventuais e dos clientes com instalações provisórias, os comercializadores de último recurso só têm o direito de exigir a prestação de caução aos clientes em BTN nas situações de restabelecimento do fornecimento, na sequência de interrupção decorrente de incumprimento contratual imputável ao cliente.

2 - Os clientes em BTN podem obstar à prestação de caução exigida nos termos do número anterior, se, regularizada a dívida objecto do incumprimento, optarem pela transferência bancária como forma de pagamento das suas obrigações para com os comercializadores de último recurso.

3 - Quando prestada a caução ao abrigo do disposto no n.º 1, se o cliente em BTN vier posteriormente a optar pela transferência bancária como forma de pagamento ou permanecer em situação de cumprimento contratual, continuadamente durante o período de dois anos, a caução será objecto de devolução, findo este prazo.

Artigo 198.º

Meios e formas de prestação da caução

Salvo acordo entre as partes, a caução é prestada em numerário, cheque ou transferência electrónica ou através de garantia bancária ou seguro-caução.

Artigo 199.º

Cálculo do valor da caução

1 - O valor da caução deve corresponder aos valores médios de facturação, por cliente, opção tarifária e potência contratada, num período de consumo igual ao período de facturação acrescido do prazo de pagamento da factura.

2 - Compete à ERSE estabelecer a metodologia de cálculo do valor da caução.

3 - Para efeitos do disposto no número anterior, os comercializadores de último recurso devem apresentar proposta fundamentada à ERSE no prazo de 60 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 200.º

Alteração do valor da caução

Prestada a caução, os comercializadores de último recurso podem exigir a alteração do seu valor quando se verifique um aumento da potência contratada ou a alteração da opção tarifária, nos termos do disposto no artigo anterior.

Artigo 201.º

Utilização da caução

1 - Os comercializadores de último recurso devem utilizar o valor da caução para a satisfação do seu crédito, quando o cliente interpelado para o pagamento da sua dívida, se mantiver em situação de incumprimento.

2 - Accionada a caução, os comercializadores de último recurso podem exigir a sua reconstituição ou o seu reforço em prazo não inferior a dez dias úteis, por escrito, nos termos do disposto no Artigo 199.º.

Artigo 202.º

Restituição da caução

1 - A caução deve ser restituída ao cliente, sem necessidade de ser solicitada por este, aquando do termo ou da resolução do contrato de fornecimento.

2 - A caução prestada nos termos do presente regulamento considera-se válida até ao termo ou resolução do contrato de fornecimento, qualquer que seja a entidade que nessa data assegure o serviço de fornecimento de energia eléctrica, ainda que não se trate daquela com quem o cliente contratou inicialmente o serviço, podendo o cliente exigir desse comercializador a restituição da caução.

3 - Cessado o contrato de fornecimento de energia eléctrica por qualquer das formas legal ou contratualmente estabelecidas, a quantia a restituir relativa à caução, prestada através de numerário, ou outro meio de pagamento à vista, resultará da actualização do valor da caução, com base no Índice de Preços no Consumidor, depois de deduzidos os montantes eventualmente em dívida.

4 - Para efeitos do disposto no número anterior e no n.º 3 do Artigo 197.º, a actualização do valor da caução a restituir é referida à data da prestação ou da última alteração do valor da caução, não podendo ser anterior a 1 de Janeiro de 1999.

5 - Para efeitos do disposto no n.º 3, a referida actualização terá por base o último índice mensal de preços no consumidor, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, excepto habitação, relativo a Portugal continental.

Secção IV

Facturação e pagamento

Artigo 203.º

Facturação

1 - A facturação apresentada pelos comercializadores e comercializadores de último recurso aos seus clientes tem por base a informação sobre os dados de consumo disponibilizada pelos operadores das redes, nos termos do Capítulo XI deste regulamento.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, os dados de consumo disponibilizados pelos operadores das redes que sejam obtidos por utilização de estimativas de consumo devem ter em conta o direito do cliente à escolha da metodologia a aplicar, de entre as opções existentes.

3 - A facturação dos preços das tarifas com valor fixo mensal deve considerar o número de dias a que diz respeito a factura, correspondendo o valor a facturar ao produto do número de dias pelo valor diário, apurado através do produto do encargo mensal por um factor igual ao quociente entre o número de meses do ano e o número de dias do ano.

Artigo 204.º

Periodicidade da facturação

1 - Salvo acordo em contrário, a periodicidade da facturação de energia eléctrica entre os comercializadores, os comercializadores de último recurso e os respectivos clientes é mensal.

2 - As partes podem, nos termos do número anterior, acordar num prazo de periodicidade diferente do previsto, desde que o cliente considere que o prazo lhe é mais favorável.

3 - Sempre que a periodicidade acordada nos termos dos números anteriores não for observada, o pagamento do valor exigido pode ser fraccionado em prestações mensais a pedido do cliente, considerando o período de facturação apresentado a pagamento, sem prejuízo do regime aplicável em sede de prescrição e caducidade.

4 - Se o incumprimento da periodicidade da facturação resultar de facto não imputável ao cliente, às prestações mensais previstas no número anterior não devem acrescer quaisquer juros legais ou convencionados.

Artigo 205.º

Informação sobre tarifas e preços

1 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem informar, anualmente, cada um dos seus clientes sobre a composição das tarifas e preços aplicáveis, incluindo os custos de interesse económico geral e a quantificação do seu impacte nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

2 - Os comercializadores e comercializadores de último recurso devem informar, anualmente, os seus clientes sobre as informações relevantes para que estes possam optar pelas condições que considerem mais vantajosas no âmbito das tarifas e preços aplicáveis, designadamente sobre opções tarifárias, períodos tarifários, ciclos horários e outras informações que se revelem úteis à utilização eficiente da energia eléctrica.

3 - Os comercializadores devem informar, anualmente, os seus clientes sobre o consumo de energia reactiva na sua instalação, de acordo com as regras aprovadas pela ERSE na sequência de proposta conjunta dos operadores de redes.

4 - A informação referida nos números anteriores deve ser remetida a cada um dos clientes até 31 de Março de cada ano e atender às especificidades de cada tipo de fornecimento.

5 - Sem prejuízo do disposto no número anterior e nos n.os 3 e 8 do Artigo 216.º, as informações previstas nos números anteriores devem ser prestadas através dos meios considerados mais adequados a um acesso efectivo pelos clientes às referidas informações, designadamente através das páginas na Internet dos comercializadores e dos comercializadores de último recurso.

Artigo 206.º

Preços a aplicar pelos comercializadores

1 - Os preços dos fornecimentos de energia eléctrica dos comercializadores aos seus clientes são acordados livremente entre as partes.

2 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, os preços praticados pelos comercializadores incluem uma parcela que corresponde às tarifas de acesso às redes, estabelecidas nos termos do RT.

3 - Os preços das tarifas de acesso às redes resultam da soma dos preços das tarifas aplicadas a seguir indicadas:

a) Tarifa de Uso Global do Sistema.

b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte.

c) Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

Artigo 207.º

Tarifas a aplicar pelos comercializadores de último recurso

1 - Aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso aos seus clientes em BTN são aplicadas as tarifas de Venda a Clientes Finais, estabelecidas nos termos do RT.

2 - As tarifas aplicáveis aos clientes em BTN são compostas pelos preços relativos a:

a) Potência contratada.

b) Energia activa.

3 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais resultam da soma dos preços das tarifas aplicadas a seguir indicadas:

a) Tarifa de Energia.

b) Tarifa de Uso Global do Sistema.

c) Tarifa de Uso da Rede de Transporte.

d) Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

e) Tarifa de Comercialização.

Artigo 208.º

Opções tarifárias

1 - Em cada nível de tensão são colocadas à disposição dos clientes as opções tarifárias estabelecidas no RT.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, os comercializadores de último recurso devem informar e aconselhar o cliente sobre a opção tarifária que se apresenta mais favorável para o seu caso específico.

3 - A opção tarifária é da escolha do cliente, não podendo ser alterada durante um período mínimo de um ano, salvo acordo em contrário entre as partes.

4 - Nas situações em que a selecção de uma nova opção tarifária ou ciclo horário determine a adaptação ou substituição do equipamento de medição, o operador da rede de distribuição deve proceder às alterações necessárias no prazo máximo de 30 dias a contar da data de solicitação do cliente.

5 - O disposto no número anterior não se aplica às situações previstas no Artigo 142.º.

Artigo 209.º

Tarifa social

1 - Aos clientes economicamente vulneráveis, definidos como tal pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 31 de Dezembro, aplica-se a tarifa social, calculada pela ERSE nos termos estabelecidos naquele diploma e de acordo com as regras constantes do RT.

2 - Cabe aos comercializadores e comercializadores de último recurso divulgar junto dos seus clientes a informação disponível sobre a existência e as condições de acesso à tarifa social.

3 - Os comercializadores e comercializadores de último recurso devem manter registos auditáveis sobre a aplicação da tarifa social, com informação sobre cada cliente e respectivo período de aplicação.

Artigo 210.º

Facturação dos encargos de potência contratada em BTN pelos comercializadores de último recurso

1 - Para fornecimentos de energia eléctrica em BTN pelos comercializadores de último recurso, os encargos de potência contratada são facturados de acordo com os preços fixados para cada escalão de potência contratada, em euros por mês.

2 - Para efeitos de facturação de um cliente com várias instalações consumidoras, os encargos de potência contratada correspondem à soma dos encargos das potências contratadas de cada uma das instalações, ainda que o conjunto das instalações seja abrangido por um único contrato.

Artigo 211.º

Facturação de energia activa

A energia activa fornecida pelos comercializadores de último recurso é facturada por aplicação dos preços definidos para cada período tarifário, por opção tarifária e por nível de tensão, em euros por kWh.

Artigo 212.º

Facturação de energia reactiva

1 - Apenas há lugar a facturação de energia reactiva nos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE.

2 - A energia reactiva consumida designa-se de indutiva e a fornecida à rede designa-se de capacitiva.

3 - O preço da energia reactiva indutiva medida nas horas fora de vazio é variável por escalões, em função da energia reactiva indutiva medida em cada período de integração, em percentagem da energia activa medida no mesmo período.

4 - A energia reactiva capacitiva medida em cada período de integração nas horas de vazio pode ser objecto de facturação, de acordo com critérios objectivos definidos pelos operadores de redes e tornados públicos nas respectivas páginas na Internet.

Artigo 213.º

Facturação em períodos que abranjam mudança de tarifário

1 - A facturação em períodos que abranjam mudança de tarifário deve obedecer às regras constantes dos números seguintes.

2 - Para efeitos de aplicação dos respectivos preços, os dados de consumo obtidos a partir de leitura ou de estimativa devem ser distribuídos pelos períodos anterior e posterior à data de entrada em vigor do novo tarifário, de forma diária e uniforme.

3 - A facturação da potência contratada deve ser efectuada por aplicação dos preços vigentes em cada período às quantidades correspondentes, considerando uma distribuição diária e uniforme das quantidades apuradas no período a que a factura respeita.

Artigo 214.º

Facturação durante a interrupção do fornecimento

A interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente não suspende a facturação da potência contratada.

Artigo 215.º

Acertos de facturação

1 - Os acertos de facturação podem ser motivados, designadamente pelas seguintes situações:

a) Anomalia de funcionamento do equipamento de medição.

b) Procedimento fraudulento.

c) Facturação baseada em estimativa de consumo.

d) Correcção de erros de medição, leitura e facturação.

2 - Quando o valor apurado com o acerto de facturação for a favor do cliente o seu pagamento deve ser efectuado por compensação de crédito na própria factura que tem por objecto o acerto, salvo declaração expressa em sentido diverso por parte do cliente.

3 - Quando o valor apurado no âmbito do acerto de facturação for a favor do comercializador ou do comercializador de último recurso, aplica-se o disposto nos n.os 3 e 4 do Artigo 204.º, considerando para o efeito o número de meses objecto do acerto de facturação.

4 - Os acertos de facturação a efectuar pelos comercializadores ou comercializadores de último recurso subsequentes à facturação que tenha tido por base a estimativa dos consumos devem utilizar os dados disponibilizados pelo operador da rede de distribuição, ou comunicados pelo cliente, recolhidos a partir de leitura directa do equipamento de medição, sem prejuízo do regime aplicável em sede de prescrição e caducidade.

5 - Os comercializadores e comercializadores de último recurso não serão responsáveis pela inobservância do disposto no número anterior se, cumprido o disposto nos n.os 6 e 7 do Artigo 166.º e no n.º 1 do Artigo 6.º do presente regulamento, por facto imputável ao cliente, não foi possível obter os dados de consumo recolhidos a partir da leitura directa do equipamento de medição.

6 - Para efeitos de acertos de facturação, no início e no fim dos contratos celebrados com os comercializadores de último recurso, aplica-se o disposto no n.º 3 do Artigo 203.º.

Artigo 216.º

Factura de energia eléctrica

1 - As facturas a apresentar pelos comercializadores aos seus clientes devem conter os elementos necessários a uma completa, clara e adequada compreensão dos valores facturados.

2 - Os comercializadores devem informar os seus clientes da desagregação dos valores facturados, evidenciando, entre outros, os valores relativos às tarifas de acesso às redes.

3 - Para efeitos do disposto no número anterior, a factura deve discriminar o valor referente à utilização das redes e o valor correspondente aos custos de interesse económico geral.

4 - Quando aplicável, as facturas devem identificar, de forma clara e visível, o valor do desconto correspondente à tarifa social.

5 - Através da factura, inserindo-as no seu conteúdo ou acompanhando o seu envio aos clientes, os comercializadores e os comercializadores de último recurso podem disponibilizar informações consideradas essenciais ao fornecimento de energia eléctrica, designadamente sobre preços, modalidades de facturação e pagamento, serviços opcionais nos termos do Artigo 7.º, padrões de qualidade de serviço e procedimentos sobre resolução de conflitos, devendo ser evitada a utilização da factura para fins promocionais de outros produtos ou serviços que não os relacionados com o fornecimento ou a utilização da energia.

6 - Além do disposto no número anterior, a factura de electricidade pode ser utilizada para a cobrança de donativos voluntários associados a iniciativas de solidariedade social ou de sustentabilidade do sector eléctrico, quando expressamente consentida pelo cliente, que pode revogar essa autorização a todo o tempo.

7 - Sem prejuízo do disposto no n.º 11, a utilização da factura de electricidade para efeitos de cobrança aos clientes de donativos voluntários, referidos no número anterior, fica sujeita a aprovação pela ERSE, na sequência de proposta fundamentada dos comercializadores interessados.

8 - Aprovada a sua utilização nos termos previstos no número anterior, a factura deve identificar de forma clara e destacada a contribuição referente ao donativo do cliente, bem como o respectivo valor.

9 - Em situações devidamente justificadas e previamente aprovadas pela ERSE, as facturas dos comercializadores de último recurso podem ser utilizadas por operadores do sector eléctrico ou entidades com eles relacionadas para cobrança de donativos voluntários que verifiquem as condições expressas no n.º 6.

10 - Anualmente, até 31 de Março, a informação referida no Artigo 205.º deve ser remetida a cada um dos clientes com a factura de energia eléctrica.

11 - Os comercializadores de último recurso devem submeter a apreciação prévia da ERSE o formato e o conteúdo das facturas a apresentar aos respectivos clientes.

Artigo 217.º

Rotulagem de energia eléctrica

1 - Sem prejuízo do disposto na lei, nas facturas de energia eléctrica ou na documentação que as acompanhe ou outro material promocional disponibilizado aos clientes, os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem especificar de forma clara e compreensível para os seus clientes as seguintes informações:

a) A contribuição de cada fonte de energia para o total de energia eléctrica adquirida.

b) Os impactes ambientais correspondentes aos fornecimentos de energia eléctrica, designadamente produção de resíduos radioactivos e emissões de CO_2.

c) As fontes de consulta em que se baseiam as informações disponibilizadas ao público sobre os impactes ambientais resultantes da produção de energia eléctrica comercializada.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, nos casos em que a energia eléctrica é adquirida num mercado organizado ou importada de um país que se situa fora da União Europeia, os comercializadores e os comercializadores de último recurso, na ausência de informação mais rigorosa, podem utilizar indicadores disponibilizados pelos respectivos mercados.

3 - A informação sobre CO_2 e resíduos radioactivos, prevista na alínea b) do n.º 1, deve ser expressa respectivamente em grama/kWh e micrograma/kWh.

4 - Os elementos a disponibilizar aos clientes, nos termos do disposto nos n.os 1 e 2, devem incluir informação sobre as consequências ambientais mais relevantes da energia eléctrica que lhes é fornecida.

5 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem enviar à ERSE informação sobre a forma como estão a operacionalizar a rotulagem e as informações transmitidas aos seus clientes.

Artigo 218.º

Pagamento

1 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso devem disponibilizar aos seus clientes diversos meios de pagamento, devendo o pagamento ser efectuado nas modalidades acordadas entre as partes.

2 - Em caso de mora do cliente, os comercializadores e comercializadores de último recurso devem manter a possibilidade de escolha entre dois ou mais meios de pagamento que, no caso concreto, não se revelem manifestamente onerosos para o cliente.

3 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso são responsáveis pelo cumprimento das obrigações decorrentes do uso das redes pelos seus clientes, designadamente pelo pagamento das tarifas reguladas aplicadas pelos operadores das redes a que as instalações dos clientes se encontrem ligadas.

4 - Os comercializadores e os comercializadores de último recurso são responsáveis pelo pagamento de eventuais compensações definidas nos termos do RQS perante os seus clientes, uma vez recebidos os valores dos operadores das redes.

Artigo 219.º

Prazos de pagamento

O prazo limite de pagamento mencionado na correspondente factura dos comercializadores de último recurso é de 10 dias úteis, a contar da data de apresentação da factura aos clientes em BTN.

Artigo 220.º

Mora

1 - O não pagamento das facturas dos comercializadores e comercializadores de último recurso dentro do prazo estipulado para o efeito constitui o cliente em mora e pode fundamentar a interrupção do fornecimento de energia eléctrica, nos termos do Artigo 221.º.

2 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do dia seguinte ao do vencimento da factura.

3 - Tratando-se de clientes em BTN dos comercializadores de último recurso, se o valor resultante do cálculo dos juros previsto no número anterior não atingir uma quantia mínima a publicar anualmente pela ERSE, os atrasos de pagamento podem ficar sujeitos ao pagamento dessa quantia, de modo a cobrir exclusivamente os custos de processamento administrativo originados pelo atraso.

4 - Para efeitos do número anterior, os comercializadores de último recurso devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, até 15 de Setembro de cada ano.

Secção V

Interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente

Artigo 221.º

Interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente

1 - Além do disposto no Artigo 66.º deste regulamento, os comercializadores e os comercializadores de último recurso podem solicitar ao operador da rede a interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente nas situações de falta de pagamento no prazo estipulado dos montantes devidos, nos termos do Artigo 215.º, do Artigo 220.º e do Artigo 222.º.

2 - Os comercializadores de último recurso podem ainda solicitar ao operador da rede a interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente nas situações de falta de prestação ou de actualização da caução, quando exigível nos termos do Artigo 197.º e do Artigo 201.º.

3 - A interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente só pode ter lugar após pré-aviso, por escrito, a efectuar pelo comercializador ou comercializador de último recurso, com uma antecedência mínima de 10 dias relativamente à data em que irá ocorrer.

4 - Do pré-aviso referido no presente artigo devem constar o motivo da interrupção do fornecimento, os meios ao dispor do cliente para evitar a interrupção, as condições de restabelecimento, bem como os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento devidos por facto imputável ao cliente.

5 - No caso dos clientes em BT, a interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente não pode ter lugar no último dia útil da semana ou na véspera de um feriado.

6 - A falta de pagamento dos montantes apurados em resultado de acerto de facturação, previsto no n.º 4 do Artigo 215.º, não deve permitir a interrupção do fornecimento de energia eléctrica quando seja invocada a prescrição ou caducidade, nos termos e pelos meios previstos na lei.

Secção VI
Procedimentos fraudulentos

Artigo 222.º
Procedimentos fraudulentos

1 - Qualquer procedimento susceptível de falsear o funcionamento normal ou a leitura dos equipamentos de medição de energia eléctrica ou controlo de potência constitui violação do contrato de fornecimento de energia eléctrica.

2 - A verificação do procedimento fraudulento e o apuramento da responsabilidade civil e criminal que lhe possam estar associadas obedecem às regras constantes da legislação específica aplicável.

3 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, as entidades lesadas com o procedimento fraudulento têm o direito de serem ressarcidas das quantias que venham a ser devidas em razão das correcções efectuadas.

4 - A determinação dos montantes previstos no número anterior deve considerar o regime de tarifas e preços aplicável ao período durante o qual perdurou o procedimento fraudulento, bem como todos os factos relevantes para a estimativa dos fornecimentos realmente efectuados, designadamente as características da instalação de utilização, o regime de funcionamento e os fornecimentos antecedentes, se os houver.

5 - No âmbito do contrato de uso das redes, celebrado ao abrigo do RARI, pode ser acordado entre as partes que os encargos devidos em resultado do procedimento fraudulento sejam facturados pelo comercializador aos seus clientes.

6 - O disposto no número anterior não isenta o cliente da responsabilidade pelo pagamento dos encargos resultantes de procedimento fraudulento, a qual não se transfere para o comercializador.

Capítulo XIV
Regime de mercado

Secção I
Disposições Gerais

Artigo 223.º
Regime de Mercado

Para efeitos do presente Regulamento, considera-se regime de mercado a contratação de energia eléctrica através das seguintes modalidades:

a) Contratação de energia eléctrica ou de produtos financeiros derivados sobre energia eléctrica por recurso às plataformas de negociação dos mercados organizados.

b) Celebração de contrato bilateral com entidades legalmente habilitadas a fornecer energia eléctrica.

c) Contratação de energia eléctrica ou de produtos financeiros derivados sobre energia eléctrica através de meios e plataformas não regulamentadas.

d) Participação em mecanismos regulados de compra e venda de energia eléctrica.

Artigo 224.º

Acesso ao regime de mercado

1 - Estão habilitados a aceder ao regime de mercado as entidades detentoras do estatuto de agente de mercado.

2 - Podem adquirir ou tornar efectivo o estatuto de agente de mercado as seguintes entidades:

a) Produtor em regime ordinário.

b) Produtor em regime especial.

c) Comercializador.

d) Comercializador de último recurso.

e) Agente Comercial.

f) Cliente.

g) Outros agentes dos mercados organizados não mencionados nas alíneas anteriores.

h) Outras pessoas singulares ou colectivas que exerçam actividades relacionadas com produção, comercialização ou compra e venda de energia eléctrica, ainda que através de meios e plataformas não regulamentadas.

3 - No caso mencionado na alínea f) do número anterior, a efectivação do estatuto de agente de mercado está dependente da verificação das seguintes condições:

a) O interessado informa previamente a entidade responsável pelo processo de mudança de comercializador que pretende celebrar um contrato bilateral ou contratar o fornecimento de energia eléctrica por recurso às plataformas de negociação dos mercados organizados.

b) Os direitos e obrigações decorrentes do acesso às redes são individualmente atribuídos ao cliente que pretende efectivar o estatuto de agente de mercado, através da celebração de Contrato de Uso das Redes, nos termos definidos no presente regulamento e no RARI.

c) O relacionamento comercial do cliente que pretende efectivar o estatuto de agente de mercado com os operadores das redes é assegurado de acordo com o estabelecido no contrato de uso das redes, nos termos estabelecidos no RARI.

4 - Sempre que o acesso ao regime de mercado se faça para entrega física de energia eléctrica contratada, este é formalizado com a celebração do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema, devendo o utilizador das redes que seja agente de mercado obedecer às condições nele estabelecidas.

Artigo 225.º

Condições gerais do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema

As condições gerais que integram o Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema são estabelecidas no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, previsto na Secção III do Capítulo III.

Secção II

Mercados organizados

Artigo 226.º

Princípios e disposições gerais

O funcionamento dos mercados organizados baseia-se nos princípios da transparência, da concorrência, da liquidez, da objectividade, da auto-organização e do auto-financiamento dos mercados.

Artigo 227.º

Mercados organizados

Os mercados organizados são os seguintes:

a) Mercados a prazo, que compreendem as transacções referentes a blocos de energia eléctrica com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação quer por entrega física, quer por diferenças.

b) Mercados diários, que compreendem as transacções referentes a blocos de energia eléctrica com entrega no dia seguinte ao da contratação, de liquidação necessariamente por entrega física.

c) Mercados intradiários, que compreendem as transacções referentes aos ajustes ao programa contratado no mercado diário.

Artigo 228.º

Operadores de mercado

1 - Os operadores de mercado são as entidades responsáveis pela gestão dos mercados organizados, constituídos nos termos da legislação aplicável ao exercício da actividade.

2 - A actividade dos operadores de mercado deve ser exercida em obediência aos princípios da transparência, objectividade e independência.

3 - Para assegurar a observância dos princípios enunciados no número anterior, os operadores de mercado devem implementar sistemas internos de controlo e promover a realização de auditorias externas por entidades independentes, bem como justificar as decisões tomadas perante todos os agentes de mercado.

4 - Os procedimentos de actuação dos operadores de mercado obedecem a regras próprias, previstas no Artigo 231.º, devendo ser disponibilizados a todos os interessados.

Artigo 229.º

Agentes dos mercados organizados

1 - A admissão de agentes de mercado nos mercados organizados processa-se de acordo com as regras próprias definidas pelos operadores de mercado, considerando o disposto no Artigo 231.º.

2 - Podem ser admitidos nos mercados organizados, além das entidades legalmente habilitadas para o efeito, os agentes de mercado definidos nos termos do n.º 2 do Artigo 3.º do presente regulamento.

3 - Os agentes de mercado que participem nos mercados organizados estão sujeitos ao cumprimento das disposições constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema previsto no Artigo 37.º.

Artigo 230.º

Condições de participação nos mercados organizados

As condições de participação dos diversos agentes nos mercados organizados de energia eléctrica, incluindo os direitos, obrigações e prestação de garantias são definidas nas regras próprias dos mercados organizados previstas no Artigo 231.º.

Artigo 231.º

Regras dos mercados organizados

1 - Os operadores de mercado devem assegurar a existência e a divulgação a todos os interessados e ao público em geral das regras de participação e operação nos mercados organizados.

2 - As regras mencionadas no número anterior são sujeitas a registo ou autorização pelas entidades competentes, nos termos da legislação aplicável a mercados organizados, sem prejuízo dos processos de concertação e cooperação estabelecidos entre as entidades de supervisão competentes.

Artigo 232.º

Comunicação da contratação em mercados organizados

1 - Os operadores de mercado devem comunicar ao operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Global do Sistema, para cada membro participante, as quantidades contratadas de energia eléctrica para entrega física.

2 - A comunicação referida no número anterior deverá considerar as quantidades físicas desagregadas por períodos de execução, individualizando as quantidades em que o agente de mercado actua como comprador e como vendedor.

3 - O formato, o conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação de comunicações das quantidades físicas contratadas a que se refere o n.º 1 são estabelecidos no âmbito do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Secção III

Contratação bilateral

Artigo 233.º

Contratos bilaterais

1 - Os contratos bilaterais podem ser estabelecidos entre dois agentes de mercado.

2 - Com a celebração de um contrato bilateral, uma das partes compromete-se a vender e a outra a comprar a energia eléctrica contratada, ajustada para perdas, aos preços e condições fixadas no mesmo contrato.

3 - Os agentes de mercado que celebrem contratos bilaterais estão sujeitos ao cumprimento das disposições constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, previsto no Artigo 37.º.

Artigo 234.º

Comunicação de celebração de contratos bilaterais

1 - Os agentes de mercado devem comunicar ao operador da rede de transporte, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema, a celebração de contratos bilaterais, indicando os períodos em que o contrato é executado.

2 - As partes contraentes podem acordar que uma das partes assume a responsabilidade pela comunicação de informação relativa à execução do contrato referida no número anterior.

3 - A comunicação das quantidades físicas associadas a contratos bilaterais deve observar as seguintes regras:

a) Os produtores contraentes de contratos bilaterais apresentarão ao operador da rede de transporte, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema, comunicações de concretização de cada contrato bilateral, indicando a unidade de produção e o respectivo período de execução.

b) Nos casos em que intervenham produtores como entidades adquirentes, deve ser indicada a instalação produtora cuja energia eléctrica será eventualmente substituída pela do contrato em questão, a qual deve ser considerada como instalação consumidora.

c) O formato, o conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação de comunicações de concretização de contratos bilaterais são estabelecidos no âmbito do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Artigo 235.º

Procedimentos de liquidação dos contratos bilaterais

1 - O processo de liquidação relativo à energia eléctrica contratada através de contratos bilaterais é da responsabilidade exclusiva dos contraentes.

2 - A verificação e valorização dos desvios é efectuada pelo operador da rede de transporte, no âmbito da sua actividade de Gestão Global do Sistema, nos termos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Secção IV

Contratação de energia eléctrica através de meios e plataformas não regulamentadas

Artigo 236.º

Definição

A contratação de energia eléctrica através de meios e plataformas não regulamentadas pode efectuar-se através das seguintes modalidades de entrega da energia contratada:

a) Entrega física da energia eléctrica, sempre que a contratação não pressuponha a existência de um contrato bilateral, conforme definido na Secção III do presente capítulo.

b) Entrega financeira da energia eléctrica, com os termos da liquidação acordados entre as partes contraentes.

Artigo 237.º

Contratação com entrega física

A contratação de energia eléctrica através de meios e plataformas não regulamentadas, para entrega física da energia contratada, pode ser celebrada entre qualquer uma das entidades mencionadas no Artigo 224.º, desde que sejam respeitadas as condições de registo junto do Gestor Global do Sistema e respectivas comunicações de concretização da contratação.

Artigo 238.º

Contratação com entrega financeira

A contratação de energia eléctrica através de meios e plataformas não regulamentadas, para entrega financeira da energia contratada, pode ser celebrada entre quaisquer entidades, devendo respeitar as obrigações de recolha e preservação de informação de contratação por parte dos agentes envolvidos na contratação.

Secção V

Mecanismos regulados de contratação de energia eléctrica

Artigo 239.º

Mecanismos regulados de contratação

1 - Consideram-se mecanismos regulados de contratação de energia eléctrica os seguintes:

a) Mecanismos de contratação de iniciativa ou com regras procedimentais aprovadas pela ERSE, destinados a aquisição de energia eléctrica por parte de comercializadores de último recurso.

b) Mecanismos de contratação de iniciativa ou com regras procedimentais aprovadas pela ERSE, destinados à venda de energia eléctrica adquirida aos produtores em regime especial por parte dos comercializadores de último recurso.

2 - A definição dos mecanismos regulados de contratação de energia eléctrica obedece a princípios de transparência, objectividade e de minimização dos custos para o SEN.

3 - Para salvaguarda das melhores condições concorrenciais dos mercados de energia eléctrica, os mecanismos regulados de contratação de energia eléctrica podem definir condições de exclusividade na oferta ou na procura de energia eléctrica, bem como regras de limitação à concentração da contratação.

Artigo 240.º

Contratação pelos comercializadores de último recurso

1 - A contratação de energia eléctrica pelos comercializadores de último recurso destinada a satisfazer os consumos dos seus clientes compreende a participação destes em mecanismo próprio organizado e regido por regras aprovadas pela ERSE.

2 - Para efeitos do número anterior, os comercializadores de último recurso devem remeter à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, informação de previsão da energia eléctrica necessária a satisfazer os consumos dos seus clientes para o ano seguinte.

3 - O mecanismo de contratação de energia eléctrica para satisfação dos consumos dos clientes dos comercializadores de último recurso rege-se por regras específicas publicadas pela ERSE até 15 de Outubro de cada ano, para vigorar no ano seguinte.

4 - As regras previstas no número anterior, compreendem, designadamente, os calendários e parâmetros de modulação da contratação, bem como regras específicas de admissão e participação no mecanismo de contratação de energia eléctrica para satisfação dos consumos dos clientes dos comercializadores de último recurso.

5 - Para cada concretização do mecanismo de contratação de energia eléctrica pelos comercializadores de último recurso destinada a satisfazer os consumos dos seus clientes, a ERSE procederá à respectiva publicação dos resultados, observando a regra de salvaguarda da informação comercialmente sensível ou de natureza individual.

Artigo 241.º

Compra e venda da produção em regime especial

1 - A venda de energia eléctrica adquirida aos produtores em regime especial poderá efectuar-se através da participação em modalidades de contratação previstas no presente capítulo, devendo o comercializador de último recurso remeter à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, para aprovação, uma proposta de contratação para o ano seguinte respeitante à energia da produção em regime especial.

2 - A proposta referida no número anterior poderá integrar a participação em mecanismos regulados de venda de energia eléctrica, nos termos previstos no Artigo 239.º.

3 - A ERSE deverá aprovar o plano de contratação a que se refere o n.º 1 até 15 de Outubro de cada ano, incluindo as regras específicas de um mecanismo regulado de venda da produção em regime especial.

4 - As regras específicas previstas no número anterior, compreendem, designadamente, os calendários e parâmetros de modulação da contratação, bem como regras específicas de admissão e participação no mecanismo de contratação da venda da produção em regime especial.

5 - A ERSE, para cada concretização do mecanismo de contratação da venda da produção em regime especial, procederá à respectiva publicação dos resultados, observando a regra de salvaguarda da informação comercialmente sensível ou de natureza individual.

Secção VI

Supervisão do funcionamento do mercado

Artigo 242.º

Supervisão e monitorização do mercado

A supervisão e monitorização do funcionamento do mercado de electricidade compreende as diferentes modalidades de participação em mercado referidas no presente capítulo e visa assegurar condições de integridade do mercado, prevenção e detecção de actividades de manipulação do mercado.

Artigo 243.º

Registo de transacções

1 - As entidades previstas no Artigo 224.º devem efectuar um registo de todas as transacções de energia em que participem enquanto entidades contraentes.

2 - O registo de transacções previsto no número anterior deverá ser mantido por um período não inferior a 5 anos, devendo incluir como conteúdo mínimo, as condições de entrega, de preço, de quantidade e de identificação da contraparte negocial.

3 - Estão incluídas no registo de transacções todas as modalidades de contratação previstas no Artigo 223.º, devendo ser desagregadas individualmente nas situações em que cada agente possa participar em mais do que uma das modalidades previstas.

4 - O cumprimento do dever de registo das transacções deverá ser assegurado, consoante o caso, pelo agente de mercado, por terceira entidade por si designada para o efeito, ou por um mercado organizado.

5 - A informação de registo de transacções deverá ser acessível às autoridades nacionais encarregues da supervisão do mercado, sendo remetida à ERSE com periodicidade mensal, sempre que seja recolhida directamente pelo agente de mercado ou entidade por si designada, devendo, neste caso, apresentar desagregação que permita evidenciar o tipo de entrega subjacente na contratação.

6 - A informação comunicada à ERSE poderá ser partilhada com outras entidades de supervisão, designadamente com a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia e Conselho de Reguladores do MIBEL, para cumprimento das obrigações legais de acompanhamento e supervisão dos mercados.

Artigo 244.º

Informação a prestar pelos operadores de mercado

1 - Sem prejuízo das regras próprias dos mercados organizados, os operadores de mercado devem assegurar o registo e a divulgação da informação relevante sobre o funcionamento do mercado aos agentes dos mercados organizados, ao público em geral e às entidades de supervisão e regulação.

2 - Sem prejuízo das regras próprias definidas para os mercados organizados quanto ao respectivo conteúdo e forma de divulgação, a informação sobre os mercados organizados deve ser baseada nos seguintes princípios:

a) A informação a recolher e a divulgar sistematicamente incluirá todos os factos considerados relevantes para a formação dos preços no mercado.

b) A informação é divulgada simultaneamente a todos os intervenientes no mercado.

c) A informação deve ser organizada de modo a assegurar a confidencialidade da informação comercialmente sensível relativa a cada agente em particular, sem prejuízo da observância do princípio da transparência sobre o funcionamento do mercado.

Artigo 245.º

Informação a prestar pelo operador da rede de transporte no âmbito da contratação bilateral

1 - O operador da rede de transporte, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema, informará os agentes de mercado, na parte que lhes diz respeito, da recepção da comunicação de celebração de contratos bilaterais e da quantidade de energia eléctrica admissível no sistema eléctrico, em função de eventuais restrições técnicas, observando o disposto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

2 - As obrigações de informação por parte dos agentes de mercado contraentes de contratos bilaterais são estabelecidas no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Artigo 246.º

Informação sobre condições do mercado

1 - Os agentes de mercado devem informar o mercado, de todos os factos susceptíveis de influenciar de forma relevante o funcionamento do mercado ou a formação dos preços.

2 - Os factos mencionados no número anterior incluem, designadamente:

a) Os planos de indisponibilidades dos centros electroprodutores associados a agentes de mercado produtores de energia eléctrica.

b) As indisponibilidades não planeadas dos centros electroprodutores associados a agentes de mercado produtores de energia eléctrica.

c) Outros factos que possam determinar restrições não previstas na participação dos produtores de energia eléctrica no mercado, designadamente os que decorram da ruptura, verificada ou iminente, dos abastecimentos de energia primária ou da descida dos níveis dos reservatórios das centrais hídricas de produção de energia eléctrica.

3 - A ERSE, sempre que considere relevante ou que verifique a não concretização da informação prestada pelos agentes de mercado nos termos dos números anteriores, pode solicitar ao agente em causa informação adicional que permita, designadamente, enquadrar e explicar a não verificação das condições inicialmente comunicadas, tornando públicos, sem perda da confidencialidade legalmente definida, os elementos explicativos apresentados.

4 - Os operadores das redes de distribuição devem igualmente informar o mercado, de quaisquer ocorrências, designadamente incidentes e constrangimentos, que possam impedir a normal exploração das suas redes e o cumprimento da contratação de energia eléctrica efectuada.

5 - A comunicação ao mercado de todos os factos susceptíveis de influenciar de forma relevante o funcionamento do mercado ou a formação dos preços pelos agentes mencionados no presente artigo deve ser imediata.

6 - Compete à ERSE definir as regras e os procedimentos para a divulgação pública dos factos constantes do presente artigo, assegurando os princípios de celeridade e não discriminação.

Artigo 247.º

Regras e procedimentos de informação

1 - Para efeitos de implementação das obrigações e deveres de comunicação no âmbito do presente capítulo, a ERSE aprovará regras e procedimentos de recolha, comunicação e divulgação da informação sobre o mercado.

2 - As regras e procedimentos previstos no número anterior incidem, designadamente, sobre a informação respeitante a:

a) Registo das transacções dos agentes participantes no mercado.

b) Informação específica dos mecanismos regulados de contratação de energia eléctrica.

c) Informação de factos susceptíveis de influenciar o funcionamento do mercado ou a formação dos preços de energia eléctrica.

d) Informação sobre condições de funcionamento do sector com impacte na formação dos preços de energia eléctrica.

Artigo 248.º

Recomendações sobre o funcionamento do mercado

1 - Para efeitos de monitorização e supervisão do funcionamento do mercado de energia eléctrica e sempre que o entenda necessário, a ERSE pode formular recomendações aos agentes de mercado previstos no Artigo 224.º, no sentido de serem adoptadas acções consideradas adequadas ao cumprimento dos princípios e regras de funcionamento do mercado.

2 - A ERSE, consoante a importância e gravidade dos factos que justifiquem a formulação de recomendações aos agentes de mercado, poderá remeter a recomendação aos agentes, nos termos da legislação específica para o efeito, a outras entidades de monitorização e supervisão.

3 - As recomendações previstas no n.º 1 obedecem ao regime previsto nos n.os 2 e 3 do Artigo 300.º.

Parte III – Relacionamento comercial nas Regiões Autónomas

Capítulo XV

Relacionamento comercial

Secção I

Concessionária do transporte e distribuição da RAA

Artigo 249.º

Actividades da concessionária do transporte e distribuição

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA desenvolve as seguintes actividades:

a) Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

b) Distribuição de Energia Eléctrica.

c) Comercialização de Energia Eléctrica.

2 - A separação das actividades referidas no número anterior deve ser realizada em termos contabilísticos.

3 - O exercício das actividades de distribuição de energia eléctrica e de gestão do sistema eléctrico deve obedecer à legislação aplicável e ao disposto no Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA previsto no Artigo 253.º.

Artigo 250.º

Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde à compra de energia eléctrica, onde se inclui a aquisição de energia eléctrica aos produtores vinculados e aos produtores não vinculados, para fornecimento aos clientes da RAA, bem como a gestão técnica global do sistema eléctrico de cada uma das ilhas que integram a RAA.

Artigo 251.º

Distribuição de Energia Eléctrica

1 - A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de transporte e distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até às instalações dos clientes.

2 - A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é exercida em regime exclusivo, sem prejuízo do direito de acesso às respectivas redes por terceiros.

3 - No âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica compete à concessionária do transporte e distribuição:

a) Receber energia eléctrica dos centros electroprodutores ligados às redes de transporte e distribuição.

b) Transmitir a energia eléctrica através da rede de transporte, assegurando as condições técnicas do seu funcionamento operacional.

c) Indicar às entidades ligadas às redes de transporte e distribuição ou que a elas se pretendem ligar, as características e parâmetros essenciais para o efeito.

d) Planear e promover o desenvolvimento das redes de transporte e distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes em adequadas condições técnicas.

e) Proceder à manutenção das redes de transporte e distribuição e coordenar o funcionamento das respectivas instalações.

f) Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis.

g) Garantir a existência de capacidade disponível por forma a permitir a realização do direito de acesso às redes nas condições previstas no RARI.

4 - Consideram-se incluídos na actividade de distribuição de energia eléctrica os serviços associados ao uso das redes de distribuição, nomeadamente a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança, bem como as ligações às redes.

Artigo 252.º

Comercialização de Energia Eléctrica

A actividade de Comercialização de Energia Eléctrica engloba a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes da RAA responsável pelos serviços de contratação, facturação e cobrança de energia eléctrica.

Artigo 253.º

Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público

1 - O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA deve contemplar, entre outras, regras sobre as seguintes matérias:

a) Modalidades e procedimentos associados à celebração de contratos bilaterais físicos.

b) Metodologia de cálculo e valorização dos desvios nas transacções efectuadas no âmbito de contratos bilaterais físicos.

c) Metodologia do ajustamento para perdas das transacções efectuadas no âmbito de contratos bilaterais físicos.

d) Modalidades e procedimentos de cálculo do valor das garantias a prestar pelos agentes que actuam fora do sistema eléctrico público.

e) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.

f) Critérios de segurança da exploração.

g) Actuação em caso de alteração da frequência.

h) Planos de deslastre de cargas.

i) Planos de reposição do serviço.

j) Plano de indisponibilidades.

k) Actuação perante a ocorrência de avarias, nomeadamente da rede de telecomunicações de segurança ou do sistema de telecomando das instalações.

l) Tipificação das situações excepcionais e dos procedimentos a adoptar.

m) Condições gerais dos contratos de garantia de abastecimento, bem como os critérios a observar na selecção das propostas para a celebração destes contratos, nos termos da Secção VI do presente Capítulo.

2 - O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA deve ainda incluir uma descrição do sistema de acerto de contas para a liquidação das transacções entre o sistema eléctrico público e o sistema eléctrico não vinculado.

3 - O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela concessionária do transporte e distribuição, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

4 - A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta da concessionária do transporte e distribuição pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA, ouvindo previamente as entidades a quem este Manual se aplica, nos prazos estabelecidos pela ERSE.

5 - A concessionária do transporte e distribuição deve disponibilizar a versão actualizada do Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAA a qualquer entidade abrangida pela sua aplicação, designadamente na sua página na Internet.

Secção II

Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Artigo 254.º

Actividades da concessionária do transporte e distribuidor vinculado

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM desenvolve as seguintes actividades:

a) Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

b) Distribuição de Energia Eléctrica.

c) Comercialização de Energia Eléctrica.

2 - A separação das actividades referidas no número anterior deve ser realizada em termos contabilísticos.

3 - O exercício das actividades de distribuição de energia eléctrica e de gestão técnica do sistema deve obedecer à legislação aplicável, e ao disposto no Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM previsto no Artigo 258.º.

Artigo 255.º

Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde à compra de energia eléctrica, onde se inclui a aquisição de energia eléctrica aos produtores vinculados e aos produtores não vinculados, para fornecimento aos clientes da RAM, bem como a gestão técnica global do sistema eléctrico de cada uma das ilhas que integram a RAM.

Artigo 256.º

Distribuição de Energia Eléctrica

1 - A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de transporte e distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até às instalações dos clientes.

2 - A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é exercida em regime exclusivo, sem prejuízo do direito de acesso às respectivas redes por terceiros.

3 - No âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica compete à concessionária do transporte e distribuidor vinculado:

a) Receber energia eléctrica dos centros electroprodutores ligados às redes de transporte e distribuição.

b) Transmitir a energia eléctrica através da rede de transporte, assegurando as condições técnicas do seu funcionamento operacional.

c) Indicar às entidades ligadas às redes de transporte e distribuição ou que a elas se pretendem ligar, as características e parâmetros essenciais para o efeito.

d) Planear e promover o desenvolvimento das redes de transporte e distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes em adequadas condições técnicas.

e) Proceder à manutenção das redes de transporte e distribuição e coordenar o funcionamento das respectivas instalações.

f) Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis.

g) Garantir a existência de capacidade disponível por forma a permitir a realização do direito de acesso às redes nas condições previstas no RARI.

4 - Consideram-se incluídos na actividade de distribuição de energia eléctrica os serviços associados ao uso das redes de distribuição, nomeadamente a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança, bem como as ligações às redes.

Artigo 257.º

Comercialização de Energia Eléctrica

A actividade de Comercialização de Energia Eléctrica engloba a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes da RAM responsável pelos serviços de contratação, facturação e cobrança de energia eléctrica.

Artigo 258.º

Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público

1 - O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM deve contemplar, entre outras, regras sobre as seguintes matérias:

a) Modalidades e procedimentos associados à celebração de contratos bilaterais físicos.

b) Metodologia de cálculo e valorização dos desvios nas transacções efectuadas no âmbito de contratos bilaterais físicos.

c) Metodologia do ajustamento para perdas das transacções efectuadas no âmbito de contratos bilaterais físicos.

d) Modalidades e procedimentos de cálculo do valor das garantias a prestar pelos agentes que actuam fora do sistema eléctrico público.

e) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.

f) Critérios de segurança da exploração.

g) Actuação em caso de alteração da frequência.

h) Planos de deslastre de cargas.

i) Planos de reposição do serviço.

j) Plano de indisponibilidades.

k) Actuação perante a ocorrência de avarias, nomeadamente da rede de telecomunicações de segurança ou do sistema de telecomando das instalações.

l) Tipificação das situações excepcionais e dos procedimentos a adoptar.

m) Condições gerais dos contratos de garantia de abastecimento, bem como os critérios a observar na selecção das propostas para a celebração destes contratos, nos termos da Secção VI do presente Capítulo.

2 - O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM deve ainda incluir uma descrição do sistema de acerto de contas para a liquidação das transacções entre aquele sistema e o sistema eléctrico não vinculado.

3 - O Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM é aprovado pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.

4 - A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM, ouvindo previamente as entidades a quem este Manual se aplica, nos prazos estabelecidos pela ERSE.

5 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado deve disponibilizar a versão actualizada do Manual de Procedimentos do Acesso e Operação do Sistema Eléctrico Público da RAM a qualquer entidade abrangida pela sua aplicação, designadamente na sua página na Internet.

Secção III

Ligações à rede

Artigo 259.º

Norma remissiva

Às ligações à rede nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira aplicam-se as disposições constantes do Capítulo X deste regulamento, sem prejuízo das regras especificamente aplicáveis, nos termos dos artigos seguintes.

Artigo 260.º

Redes

Para efeitos do disposto na presente secção, consideram-se redes dos sistemas eléctricos públicos as redes já estabelecidas que integram estes sistemas à data da requisição da ligação.

Artigo 261.º

Modificações na instalação a ligar à rede

1 - Para ligações em BT no sistema eléctrico público da RAA e no sistema eléctrico público da RAM, se a potência requisitada for igual ou superior respectivamente a 20 kVA ou a 50 kVA, a concessionária do transporte e distribuição na RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado na RAM podem exigir que o requisitante coloque à sua disposição um local apropriado ao estabelecimento e exploração de um posto de transformação, com as dimensões mínimas por ele indicadas para cada categoria de rede.

2 - Nas situações previstas no número anterior, aplica-se o disposto nos n.os 4 e 5 do Artigo 106.º, considerando que as propostas neles referidas devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 262.º

Elementos de ligação para uso exclusivo e uso partilhado

1 - Na RAA e na RAM, a proposta referida no n.º 4 do Artigo 104.º deve ser apresentada, respectivamente pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

2 - Na RAM, para efeitos de ligações em BT, a construção dos elementos de ligação para uso exclusivo é sempre promovida pelo requisitante da ligação.

3 - Na RAA e na RAM, a proposta referida no n.º 5 do Artigo 110.º deve ser apresentada, respectivamente, pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

Artigo 263.º

Reforço das redes

Na RAA e na RAM, a proposta referida no n.º 6 do Artigo 111.º deve ser apresentada, respectivamente, pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

Artigo 264.º

Orçamento

1 - Considerando o disposto no n.º 2 do Artigo 262.º, para efeitos de ligações à rede em BT na RAM que envolvam unicamente a construção de elementos de ligação para uso exclusivo, não é aplicável à concessionária do transporte e distribuidor vinculado o dever de apresentação de orçamento, previsto no Capítulo X deste regulamento.

2 - Para efeitos de aplicação do disposto no n.º 3 do Artigo 114.º, relativo aos estudos necessários para a elaboração do orçamento, as propostas referidas devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 265.º

Expansão da rede

As disposições relativas à expansão da rede em BT, constantes do Capítulo X deste regulamento, não são aplicáveis às ligações às redes dos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 266.º

Iluminação pública

1 - No sistema eléctrico público da RAA, o estabelecimento das redes de iluminação pública e os respectivos encargos são considerados no âmbito do contrato de concessão de transporte e distribuição de energia eléctrica.

2 - No sistema eléctrico público da RAM, o estabelecimento das redes de iluminação pública e os respectivos encargos são objecto de contrato entre a concessionária do transporte e distribuidor vinculado e o Governo Regional ou os municípios.

Artigo 267.º

Ligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição

As regras relativas à ligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição, previstas na Secção IV do Capítulo X do presente regulamento, não são aplicáveis às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nas quais a operação da rede de transporte e a operação da rede de distribuição são exercidas cumulativamente pela mesma entidade.

Artigo 268.º

Ligação à rede de instalações produtoras

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o ponto e o nível de tensão de ligação à rede de instalações produtoras são indicados pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na observância das melhores condições técnicas e económicas para os respectivos sistemas eléctricos.

Artigo 269.º

Código do ponto de entrega

A aplicação do regime previsto no Artigo 135.º relativo à codificação dos pontos de entrega é de carácter voluntário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 270.º

Informação no âmbito das ligações às redes

1 - Os requisitantes de novas ligações às redes ou de aumentos de potência requisitada devem disponibilizar à concessionária do transporte e distribuição da RAA ou à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM a informação técnica necessária à elaboração de estudos para avaliar a possibilidade de facultar a ligação e dos planos de expansão das redes.

2 - Para efeitos de aplicação do disposto no n.º 4 do Artigo 132.º, as propostas referidas devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Secção IV

Medição

Artigo 271.º

Norma remissiva

A medição de energia eléctrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira deve observar as disposições constantes do Capítulo XI deste regulamento com as adaptações necessárias, nos termos dos artigos seguintes.

Artigo 272.º

Operadores de redes

1 - As obrigações e direitos atribuídos ao operador da rede de transporte e aos operadores das redes de distribuição no Capítulo XI consideram-se atribuídas à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, designadamente para efeitos de aplicação do disposto no n.º 3 do Artigo 161.º, no n.º 2 do Artigo 168.º e no n.º 3 do Artigo 172.º.

2 - O disposto no n.º 7 do Artigo 137.º não tem aplicação nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 273.º

Sistemas de telecontagem nas Regiões Autónomas

A aplicação do regime previsto no Artigo 161.º relativamente às instalações em BTE é de carácter voluntário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 274.º

Pontos de medição

No âmbito da presente Secção, e para efeitos de medição, leitura e disponibilização de dados, são considerados pontos de medição de energia eléctrica:

a) As ligações de instalações de produtores às redes.

b) As ligações das instalações de clientes.

Artigo 275.º

Fronteira entre redes

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira não se aplicam a Secção IV, Secção V e Secção VI do Capítulo XI do presente regulamento.

Secção V

Comercialização de energia eléctrica

Artigo 276.º

Disposição especial

Considerando o disposto no Artigo 2.º e no Capítulo VII do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, a actividade de comercialização de energia eléctrica continua a ser exercida nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, respectivamente, pela concessionária do transporte e distribuição e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

Artigo 277.º

Norma remissiva

Sem prejuízo do disposto no artigo anterior, as disposições constantes do Capítulo XIII, relativas aos comercializadores de último recurso em Portugal continental, aplicam-se à concessionária do transporte e distribuição na RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado na RAM, no âmbito da sua actividade de comercialização de energia eléctrica.

Artigo 278.º

Regime de caução

As propostas sobre o valor da caução, previstas no n.º 3 do Artigo 199.º devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 279.º

Facturação e pagamento

1 - Salvo acordo entre as partes, a facturação aos clientes é mensal.

2 - O prazo limite de pagamento mencionado na correspondente factura é de:

a) 10 dias úteis, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em BTN.

b) 26 dias, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em AT, MT e BTE.

Artigo 280.º

Mora

Para efeitos de aplicação do disposto no n.º 4 do Artigo 220.º, as propostas nele referidas devem ser apresentadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 281.º

Interrupções de fornecimento

1 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, no que respeita às interrupções de fornecimento de energia eléctrica aplicam-se as disposições constantes da Secção IV do Capítulo IV e do Artigo 221.º.

2 - O número máximo de interrupções por razões de serviço nos sistemas eléctricos públicos nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de oito por ano e por cliente afectado, não podendo cada interrupção ter uma duração superior a oito horas.

Secção VI

Contratos de garantia de abastecimento

Artigo 282.º

Contrato de garantia de abastecimento

1 - O contrato de garantia de abastecimento é celebrado entre a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e um fornecedor de energia eléctrica através de contratos bilaterais físicos, mediante o qual a concessionária se compromete a garantir um determinado abastecimento de energia eléctrica, sob determinadas condições.

2 - Quando se considere existirem condições para tal, nos termos do artigo seguinte, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM podem celebrar contratos de garantia de abastecimento com as seguintes entidades:

a) Produtores não vinculados.

b) Cogeradores que pretendam exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes da RAM ao abrigo de legislação específica.

3 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, identificam, até 15 de Setembro de cada ano, as disponibilidades dos sistemas eléctricos públicos para celebrar contratos de garantia de abastecimento.

4 - A informação referida no número anterior deve ser disponibilizada a todos os interessados.

Artigo 283.º

Condições para a celebração de contratos de garantia de abastecimento

1 - As condições de activação da garantia de abastecimento bem como a contrapartida a pagar são estabelecidas no contrato a celebrar nos termos previstos na presente secção.

2 - As condições gerais dos contratos de garantia de abastecimento, bem como os critérios a observar na selecção das propostas para a celebração dos contratos de garantia de abastecimento são objecto dos Manuais de Procedimentos do Acesso e Operação dos sistemas eléctricos públicos da RAA e da RAM.

3 - Os interessados na celebração de contratos de garantia de abastecimento devem apresentar à concessionária do transporte e distribuição da RAA ou à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM propostas para a celebração dos referidos contratos, observando os procedimentos estabelecidos nos Manuais de Procedimentos do Acesso e Operação dos sistemas eléctricos públicos da RAA e da RAM.

Artigo 284.º

Informação

A concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, anualmente, a lista de contratos de garantia de abastecimento celebrados, com informação sobre a duração de cada contrato, bem como a potência garantida e a contrapartida acordada pela garantia de abastecimento.

Secção VII

Produtores de energia eléctrica

Artigo 285.º

Obrigação de fornecimento dos produtores vinculados

Os produtores vinculados comprometem-se a abastecer em exclusivo os sistemas eléctricos públicos das Regiões Autónomas, nos termos dos contratos de vinculação celebrados respectivamente com a concessionária do transporte e distribuição da RAA e com a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 286.º

Relacionamento comercial com os produtores

1 - O relacionamento comercial entre os produtores vinculados e a concessionária do transporte e distribuição da RAA é estabelecido através da celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica vinculado.

2 - O relacionamento comercial entre os produtores vinculados e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM é estabelecido através da celebração de um contrato de vinculação.

3 - O relacionamento comercial entre os produtores não vinculados e a concessionária do transporte e distribuição da RAA é estabelecido através da celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica não vinculado.

Capítulo XVI

Convergência tarifária

Artigo 287.º

Âmbito de aplicação

1 - O presente Capítulo estabelece a forma como se processam as relações comerciais no âmbito da convergência tarifária de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

2 - As entidades abrangidas pelo presente Capítulo são as seguintes:

a) A entidade concessionária da RNT.

b) A concessionária do transporte e distribuição da RAA.

c) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 288.º

Princípios gerais

1 - O relacionamento comercial no âmbito da convergência tarifária atende ao disposto no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho.

2 - Os custos com a convergência tarifária dos sistemas eléctricos públicos em Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são partilhados pelos clientes do SEN.

Artigo 289.º

Custos com a convergência tarifária

1 - Os custos anuais com a convergência tarifária nos sistemas eléctricos públicos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são publicados pela ERSE e determinados nos termos do RT.

2 - Os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são transferidos mensalmente, salvo se a entidade concessionária da RNT e a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM acordarem noutra periodicidade.

3 - Os valores mensais a transferir para a concessionária do transporte e distribuição da RAA e para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, pela entidade concessionária da RNT, são determinados nos termos do RT.

Artigo 290.º

Pagamento dos custos com a convergência tarifária

1 - As formas e os meios de pagamento dos custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira devem ser objecto de acordo entre a entidade concessionária da RNT e a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 - O prazo de pagamento dos valores mensais relativos aos custos com a convergência tarifária é de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.

3 - O não pagamento dentro do prazo estipulado para o efeito constitui a entidade concessionária da RNT em mora.

4 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento do pagamento de cada valor mensal.

Parte IV – Garantias administrativas e resolução de conflitos

Capítulo XVII

Garantias administrativas

Artigo 291.º

Admissibilidade de petições, queixas e denúncias

Sem prejuízo do recurso aos tribunais, as entidades interessadas podem apresentar junto da ERSE quaisquer petições, queixas ou denúncias contra acções ou omissões das entidades que intervêm no SEN, que possam constituir inobservância das regras previstas no presente regulamento e não revistam natureza contratual.

Artigo 292.º

Forma e formalidades

As petições, queixas ou denúncias, previstas no artigo anterior, são dirigidas por escrito à ERSE, devendo das mesmas constar obrigatoriamente os fundamentos de facto que as justificam, bem como, sempre que possível, os meios de prova necessários à sua instrução.

Artigo 293.º

Instrução e decisão

À instrução e decisão sobre as petições, queixas ou denúncias apresentadas aplicam-se as disposições constantes do Código do Procedimento Administrativo.

Capítulo XVIII

Resolução de conflitos

Artigo 294.º

Disposições gerais

1 - Os interessados podem apresentar reclamações junto da entidade com quem se relacionam contratual ou comercialmente, sempre que considerem que os seus direitos não foram devidamente acautelados, em violação do disposto no presente regulamento e na demais legislação aplicável.

2 - Os comercializadores são obrigados a manter um registo actualizado dos seus clientes e das reclamações por eles apresentadas.

3 - As regras relativas à forma e meios de apresentação de reclamações previstas no número anterior, bem como sobre o seu tratamento, são as definidas nos termos do RQS aplicável.

4 - Sem prejuízo do recurso aos tribunais, judiciais e arbitrais, nos termos da lei, se não for obtida junto da entidade do SEN com quem se relacionam uma resposta atempada ou fundamentada ou a mesma não resolver satisfatoriamente a reclamação apresentada, os interessados podem solicitar a sua apreciação pela ERSE, individualmente ou através de organizações representativas dos seus interesses.

5 - A intervenção da ERSE deve ser solicitada por escrito, invocando os factos que motivaram a reclamação e apresentando todos os elementos de prova de que se disponha.

6 - A ERSE promove a resolução de conflitos através da mediação, conciliação e arbitragem voluntária ou necessária, nos termos da legislação aplicável.

Artigo 295.º

Arbitragem voluntária

1 - Sem prejuízo do disposto no Artigo 296.º, os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual previsto no presente regulamento podem ser resolvidos através do recurso a sistemas de arbitragem voluntária.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, as entidades que intervêm no relacionamento comercial no âmbito do SEN podem propor aos seus clientes a inclusão no respectivo contrato de uma cláusula compromissória para a resolução dos conflitos que resultem do cumprimento de tais contratos.

3 - Ainda para efeitos do disposto no n.º 1, a ERSE pode promover, no quadro das suas competências específicas, a criação de centros de arbitragem.

4 - Enquanto tais centros de arbitragem não forem criados, a promoção do recurso ao processo de arbitragem voluntária deve considerar o previsto na legislação aplicável.

Artigo 296.º

Arbitragem necessária

Os conflitos de consumo ficam sujeitos à arbitragem necessária quando, por opção expressa dos clientes domésticos de energia eléctrica, sejam submetidos à apreciação do tribunal arbitral de um centro de arbitragem de conflitos de consumo legalmente autorizado, nos termos do disposto na lei dos serviços públicos essenciais.

Artigo 297.º

Mediação e conciliação de conflitos

1 - A mediação e a conciliação são procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos, com carácter voluntário, cujas decisões são da responsabilidade das partes em conflito, na medida em que a solução para o conflito concreto não é imposta pela ERSE.

2 - A intervenção da ERSE através dos procedimentos descritos no número anterior, relativamente aos conflitos de consumo, suspende os prazos de recurso às instâncias judiciais, nos termos da lei.

Parte V – Disposições finais e transitórias

Artigo 298.º

Sanções administrativas

Sem prejuízo da responsabilidade civil, criminal e contratual a que houver lugar, a infracção ao disposto no presente regulamento é cominada nos termos do regime sancionatório estabelecido em legislação específica.

Artigo 299.º

Pareceres interpretativos da ERSE

1 - As entidades que integram o SEN podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente regulamento.

2 - Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.

3 - As entidades que solicitarem os pareceres não estão obrigadas a seguir as orientações contidas nos mesmos, mas tal circunstância será levada em consideração no julgamento das petições, queixas ou denúncias, quando estejam em causa matérias abrangidas pelos pareceres.

4 - O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações referentes à aplicação do presente regulamento às entidades interessadas, designadamente aos consumidores.

Artigo 300.º

Recomendações da ERSE

1 - Sempre que o entenda necessário, a ERSE pode formular recomendações ao operador da rede de transporte, aos operadores das redes de distribuição, aos comercializadores de último recurso e aos comercializadores, no sentido de serem adoptadas acções consideradas adequadas ao cumprimento dos princípios e regras consagrados nos regulamentos cuja aprovação e verificação integram as competências da ERSE, nomeadamente as relativas à protecção dos direitos dos consumidores.

2 - As recomendações previstas no número anterior não são vinculativas para os operadores e comercializadores visados, mas o não acolhimento das mesmas implica para as empresas o dever de enviar à ERSE as informações e os elementos que em seu entender justificam a inobservância das recomendações emitidas ou a demonstração das diligências realizadas com vista à actuação recomendada ou ainda, sendo esse o caso, de outras acções que considerem mais adequadas à prossecução do objectivo da recomendação formulada.

3 - As empresas, destinatárias das recomendações da ERSE, devem divulgar publicamente, nomeadamente através das suas páginas na Internet, as acções adoptadas para a implementação das medidas recomendadas ou as razões que no seu entender fundamentam a inobservância das recomendações emitidas.

Artigo 301.º

Normas transitórias

1 - As condições gerais e específicas, previstas no presente regulamento, aplicam-se aos contratos existentes à data da sua entrada em vigor, salvaguardando-se os efeitos já produzidos.

2 - Para efeitos de aprovação, os documentos ou propostas previstas no presente regulamento devem ser enviados à ERSE no prazo nele estabelecido.

3 - Sem prejuízo do estabelecido no número anterior, a ERSE notifica por escrito as entidades obrigadas pelo seu envio, comunicando-lhes quais os documentos que considera necessário apresentar.

4 - A notificação da ERSE deve processar-se no prazo de 10 dias a contar da data da publicação do presente regulamento.

Artigo 302.º

Norma remissiva

Aos procedimentos administrativos previstos no presente regulamento, não especificamente nele regulados, aplicam-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 303.º

Fiscalização e aplicação do regulamento

1 - A fiscalização e a aplicação do cumprimento do disposto no presente regulamento é da competência da ERSE.

2 - No âmbito da fiscalização deste Regulamento, a ERSE goza das prerrogativas que lhe são conferidas pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, e estatutos anexos a este diploma, bem como pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, e pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

Artigo 304.º

Agente Comercial

As disposições constantes do Capítulo VI do presente regulamento, relativas às atribuições conferidas ao Agente Comercial, deixam de produzir efeitos logo que cessem todos os CAE existentes.

Artigo 305.º

Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema

Ao exercício da actividade de Gestão Global do Sistema manter-se-ão aplicáveis as regras constantes do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema e do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, até que se inicie a vigência do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, que substituirá os anteriores.

Artigo 306.º

Mecanismo de contratação de energia eléctrica pelos comercializadores de último recurso

A aplicação do disposto no n.º 3 do Artigo 240.º fica dependente de uma avaliação sobre as condições de funcionamento do mercado de electricidade, a realizar pela ERSE, até 15 de Outubro de cada ano, no âmbito do processo de fixação das tarifas para vigorarem no ano seguinte.

Artigo 307.º

Iluminação Pública

1 - O comercializador de último recurso deve informar, por escrito, até 31 de Março de 2012, todos os clientes que beneficiem da tarifa de iluminação pública sobre a data prevista para a sua extinção, indicando a opção tarifária que, individualmente, se apresente mais favorável ao cliente, bem como os procedimentos necessários à sua alteração.

2 - Se os clientes que beneficiam da tarifa de iluminação pública não procederem à escolha da opção tarifária que pretendem, o comercializador de último recurso deve facturar de acordo com a opção tarifária que for considerada mais favorável ao cliente.

Artigo 308.º

Extinção das tarifas dependentes de uso nas Regiões Autónomas

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem informar, por escrito, até 30 de Novembro de 2011, todos os clientes a quem seja aplicável a tarifa dependente de uso sobre a data prevista para a sua extinção, indicando a opção tarifária que, individualmente, for considerada mais favorável ao cliente, bem como os procedimentos necessários à sua alteração.

2 - Se, até 31 de Dezembro de 2011, os clientes identificados no número anterior, não procederem à escolha da opção tarifária que pretendem, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem facturar os clientes de acordo com a opção tarifária que for considerada mais favorável ao cliente.

Artigo 309.º

Harmonização dos conceitos de BTE e BTN

Para efeitos de harmonização dos conceitos de BTE e BTN entre os sistemas eléctricos das Regiões Autónomas e de Portugal continental, previstos no Artigo 3.º, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem proceder à adaptação dos equipamentos de medição instalados, até 31 de Dezembro de 2012.

Artigo 310.º

Relacionamento comercial do comercializador de último recurso com os clientes em MAT, AT, MT e BTE

Durante o período de vigência das tarifas transitórias de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE, ao relacionamento comercial e contratual estabelecido enquanto clientes do comercializador de último recurso mantêm-se aplicáveis as disposições constantes do RRC anterior, na última redacção que lhe foi dada pelo Despacho n.º 20 218/2009, de 7 de Setembro.

Artigo 311.º

Comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

1 - Durante o período de vigência das tarifas transitórias de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE os comercializadores exclusivamente em BT podem continuar a adquirir a energia eléctrica para satisfação dos consumos dos seus clientes ao comercializador de último recurso, aplicando-se o disposto no Artigo 310.º, no que se refere ao fornecimento de energia eléctrica aos clientes em MT.

2 - A facturação dos fornecimentos de energia eléctrica entre o comercializador de último recurso e o comercializador de último recurso exclusivamente em BT é efectuada por aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais em MT às quantidades referidas no n.º 3.

3 - Para efeitos do disposto no número anterior, aos consumos de energia activa registados nos equipamentos de medição instalados nos pontos de entrega em MT, em cada período de integração de 15 minutos, devem ser descontados os consumos de energia activa agregados por ponto de entrega dos clientes em BT dos outros comercializadores, devidamente ajustados para perdas na rede de BT e após aplicação do respectivo perfil de consumo tipo.

4 - À facturação entre o comercializador de último recurso e os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, relativa às entregas da miniprodução e da microprodução, prevista no Artigo 78.º, durante o período referido no n.º 1, aplica-se a tarifa transitória de venda a clientes finais em MT, a qual se deverá aplicar à soma das quantidades referidas no número anterior, com as quantidades adquiridas às unidades de miniprodução e microprodução, após aplicação do respectivo perfil de produção.

Artigo 312.º

Entrada em vigor

1 - O presente regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação, sem prejuízo do disposto no n.º 2.

2 - As disposições que carecem de ser regulamentadas nos termos previstos no presente regulamento entram em vigor com a publicação da respectiva regulamentação.

3 - A regulamentação que integra os documentos previstos no presente regulamento, já aprovados pela ERSE, mantém-se em vigor até à aprovação de novos documentos que os venham substituir, devendo-se, na sua aplicação, ter em conta as disposições do presente regulamento.

ANEXO II – Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico

Capítulo I

Disposições e princípios gerais

Artigo 1.º

Objecto

1 - O presente Regulamento estabelece as disposições aplicáveis aos critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia eléctrica a prestar pelas entidades por ele abrangidas, à definição das tarifas reguladas e respectiva estrutura, ao processo de cálculo e determinação das tarifas, à determinação dos proveitos permitidos, aos procedimentos a adoptar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação, bem como, às obrigações das entidades do sector eléctrico, nomeadamente, em matéria de prestação de informação.

2 - O presente regulamento estabelece ainda as disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas eléctricos públicos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 2.º

Âmbito

1 - O presente Regulamento tem por âmbito as tarifas a aplicar nas seguintes relações comerciais:

a) Em Portugal continental:

   i) Entregas da entidade concessionária da RNT à entidade concessionária da RND.

   ii) Entregas da entidade concessionária da RND aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

   iii) Fornecimentos dos comercializadores de último recurso aos clientes finais.

   iv) Fornecimentos do comercializador de último recurso em MT e AT aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.

   v) Utilização da rede da entidade concessionária da RNT.

   vi) Utilização das redes da entidade concessionária da RND.

   vii) Utilização das redes dos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

b) Na Região Autónoma dos Açores:

   i) Fornecimentos da concessionária do transporte e distribuição da RAA aos clientes finais.

   ii) Utilização das redes da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

c) Na Região Autónoma da Madeira:

   i) Fornecimentos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM aos clientes finais.

   ii) Utilização das redes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 - Estão abrangidos pelo âmbito de aplicação do presente Regulamento:

a) Em Portugal continental:

   i) Os clientes.

   ii) Os comercializadores.

   iii) Os comercializadores de último recurso.

   iv) Os operadores das redes de distribuição em AT e MT.

   v) Os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

   vi) O operador da rede de transporte.

vii) O Agente Comercial.

viii) Os produtores em regime ordinário.

ix) Os produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.

x) Os operadores de mercado.

xi) O operador Logístico de Mudança de Comercializador.

b) Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira:

i) Os clientes vinculados.

ii) Os clientes não vinculados.

iii) A concessionária do transporte e distribuição da RAA.

iv) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

v) Os produtores vinculados.

vi) Os produtores não vinculados.

vii) Os produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.

Artigo 3.º

Siglas e definições

1 - No presente Regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

a) AT - Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).

b) BT - Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).

c) BTE - Baixa Tensão Especial (fornecimentos em Baixa Tensão com a potência contratada superior a 41,4 kW).

d) BTN - Baixa Tensão Normal (fornecimentos em Baixa Tensão com a potência contratada inferior ou igual 41,4 kVA).

e) CAE - Contrato de aquisição de energia.

f) CMEC - Custos para a manutenção do equilíbrio contratual, definidos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

g) ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

h) INE - Instituto Nacional de Estatística.

i) MAT - Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).

j) MT - Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).

k) RA - Regiões Autónomas.

l) RAA - Região Autónoma dos Açores.

m) RAM - Região Autónoma da Madeira.

n) RND - Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em alta e média tensão.

o) RNT - Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Portugal continental.

p) SEN - Sistema Eléctrico Nacional.

2 - Para efeitos do presente Regulamento, entende-se por:

a) Activo fixo - activo com carácter duradouro ou de permanência numa empresa, definido de acordo com o normativo contabilístico em vigor.

b) Agente de mercado - entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, produtor em regime especial**,** comercializador, comercializador de último recurso, Agente Comercial e cliente.

c) Ajustamento para perdas - mecanismo que relaciona a energia eléctrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.

d) Cliente - pessoa singular ou colectiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia eléctrica para consumo próprio.

e) Co-gerador - entidade que detenha uma instalação de cogeração licenciada, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de Março.

f) Comercializador - entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica, cuja actividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros, em Portugal continental.

g) Comercializador de último recurso - entidade titular de licença de comercialização que no exercício na sua actividade está sujeita à obrigação da prestação universal do serviço de fornecimento de energia eléctrica.

h) Consumos sazonais - consumos referentes a actividades económicas que apresentem pelo menos cinco meses consecutivos de ausência de consumo num período anual, excluindo-se, nomeadamente, consumos referentes a casas de habitação.

i) Distribuição - veiculação de energia eléctrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega a clientes, excluindo a comercialização.

j) Concessionária da Zona Piloto - entidade concessionária responsável pela gestão da Zona Piloto destinada à produção de energia eléctrica a partir da energia das ondas.

k) Entrega de energia eléctrica - alimentação física de energia eléctrica.

l) Fontes de energia renováveis - as fontes de energia não fósseis renováveis, tais como: energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hídrica, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás.

m) Fornecimentos a clientes - quantidades envolvidas na facturação das tarifas de Venda a Clientes Finais.

n) Índice de preços implícitos no Consumo Privado - variação dos preços do Consumo Final das Famílias, divulgada pelo INE nas "Contas nacionais trimestrais".

o) Operador da rede - entidade titular de concessão, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a actividade de transporte ou de distribuição de energia eléctrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais: a entidade concessionária da RNT, a entidade titular da concessão da RND, as entidades titulares da concessão de distribuição de energia eléctrica exclusivamente em BT, a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

p) Operadores de mercado - entidades responsáveis pela gestão de mercados organizados, nas modalidades de contratação diária, intradiária ou a prazo.

q) Perdas - diferença entre a energia que entra num sistema eléctrico e a energia que sai desse sistema eléctrico, no mesmo intervalo de tempo.

r) Período horário - intervalo de tempo no qual a energia activa é facturada ao mesmo preço.

s) Produtor em regime especial - entidade titular de licença de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, cogeração, miniprodução, microprodução ou outra produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica.

t) Produtor em regime ordinário - entidade titular de licença de produção de energia eléctrica que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de electricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis ou à produção combinada de calor e electricidade.

u) Recepção de energia eléctrica - entrada física de energia eléctrica.

v) Serviços de sistema - serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

w) Transporte - veiculação de energia eléctrica numa rede interligada de Muito Alta Tensão e Alta Tensão, para efeitos de recepção dos produtores e entrega a distribuidores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização.

x) Uso das redes - utilização das redes e instalações nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

3 - Para efeitos do presente Regulamento e para Portugal continental, utilizam-se as expressões comercializador de último recurso, distribuidor ou operador das redes de distribuição, com os seguintes significados, consoante se empregue o singular ou o plural, nos seguintes termos:

a) No singular:

  i) a EDP Serviço Universal, S.A, compreendendo todos os níveis de tensão de comercialização de último recurso.
  ii) a EDP Distribuição - Energia, S.A., compreendendo todos os níveis de tensão de comercialização, distribuição ou operação das redes.

b) No plural: EDP Serviço Universal, S.A, a EDP Distribuição - Energia, S.A., nos termos referidos no número anterior, bem como os demais comercializadores de último recurso e operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

Artigo 4.º

Prazos

1 - Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente Regulamento que não tenham natureza administrativa são prazos contínuos.

2 - Os prazos previstos no número anterior contam-se nos termos do Artigo 279.º do Código Civil.

3 - Os prazos fixados no presente Regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do Artigo 72.º do Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 5.º

Princípios gerais

O presente Regulamento fundamenta-se no respeito pelos seguintes princípios:

a) Igualdade de tratamento e de oportunidades.

b) Uniformidade tarifária, de modo que, em cada momento, o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes finais dos comercializadores de último recurso de Portugal continental, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM tendo em conta a convergência dos sistemas eléctricos, nos termos consagrados no Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.

c) Criação de incentivos às empresas reguladas para permitir o desempenho das suas actividades de uma forma economicamente eficiente, respeitando os padrões de qualidade de serviço estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço e mantendo níveis adequados de segurança na produção, no transporte e na distribuição de energia eléctrica.

d) Contribuição para a melhoria das condições ambientais, permitindo, nomeadamente, uma maior transparência na utilização de energias renováveis e endógenas bem como o planeamento e gestão dos recursos energéticos.

e) Protecção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando simultaneamente o equilíbrio financeiro às empresas reguladas em condições de gestão eficiente.

f) Repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas, tendo em vista a eficiência económica na utilização das redes e da energia eléctrica.

g) Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas.

h) Estabilidade das tarifas, tendo em conta as expectativas dos consumidores.

Capítulo II

Actividades e contas das empresas reguladas

Artigo 6.º

Actividade do Agente Comercial

Para efeitos do presente Regulamento, o Agente Comercial exerce a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 7.º

Actividades do operador da rede de transporte em Portugal continental

Para efeitos do presente Regulamento, o operador da rede de transporte em Portugal continental desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

a) Gestão Global do Sistema.

b) Transporte de Energia Eléctrica.

Artigo 8.º

Actividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental

Para efeitos do presente Regulamento, o operador da rede de distribuição desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

a) Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

b) Distribuição de Energia Eléctrica.

Artigo 9.º

Actividades do comercializador de último recurso

Para efeitos do presente Regulamento, o comercializador de último recurso desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

a) Compra e Venda de Energia Eléctrica.

b) Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

c) Comercialização.

Artigo 10.º

Actividades da concessionária do transporte e distribuição da RAA

Para efeitos do presente Regulamento, a concessionária do transporte e distribuição da RAA desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

a) Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

b) Distribuição de Energia Eléctrica.

c) Comercialização de Energia Eléctrica.

Artigo 11.º

Actividades da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Para efeitos do presente Regulamento, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:

a) Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

b) Distribuição de Energia Eléctrica.

c) Comercialização de Energia Eléctrica.

Artigo 12.º

Taxas de remuneração

1 - As taxas de remuneração das actividades reguladas definidas no Capítulo IV estão sujeitas ao princípio da indexação da taxa de juro sem risco.

2 - A base de indexação é definida pela ERSE para o período de regulação.

Artigo 13.º

Contas reguladas

1 - A entidade concessionária da RNT, a concessionária da Zona Piloto, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem manter actualizada a contabilidade para efeitos de regulação, adiante denominada de contas reguladas, que permita a aplicação do presente Regulamento.

2 - As contas reguladas devem obedecer às regras estabelecidas no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

3 - A ERSE, sempre que julgar conveniente, pode aprovar ou emitir normas e metodologias complementares que permitam especificar, detalhar ou clarificar as regras a que devem obedecer as contas reguladas.

4 - As normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE aplicam-se às contas do ano civil em que são publicadas e às dos anos seguintes.

5 - As contas reguladas enviadas anualmente à ERSE, de acordo com o estabelecido no Capítulo VI do presente Regulamento, são aprovadas pela ERSE constituindo as contas reguladas aprovadas.

6 - As contas reguladas, enviadas à ERSE para aprovação, devem ser preparadas tomando sempre como base as contas reguladas aprovadas do ano anterior.

7 - A entidade concessionária da RNT, a concessionária da Zona Piloto, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, no início de cada período de regulação, a designação da empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação. Caso ocorra a cessação contratual com a empresa de auditoria durante o período regulatório, deverá ser designada num prazo de 15 dias nova empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação, sendo dado conhecimento à ERSE.

Artigo 14.º

Relatório sumário das demonstrações financeiras das actividades reguladas

1 - O relatório sumário das demonstrações financeiras anuais das actividades reguladas deve incluir o balanço, demonstração de resultados e respectivas notas anexas, nos termos das Normas Complementares emitidas pela ERSE, bem como a certificação das contas reguladas efectuada pelos auditores externos a que estão obrigadas ao abrigo deste regulamento.

2 - O relatório referido no número anterior deve ser disponibilizado nas páginas da internet das empresas reguladas, até 1 de Maio.

Artigo 15.º

Auditorias para verificação do cumprimento do Regulamento Tarifário

1 - Sempre que considere necessário para efeitos de verificação do cumprimento do Regulamento Tarifário, a ERSE pode, por iniciativa própria, desencadear auditorias complementares à auditoria financeira realizada pela entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no âmbito da certificação das contas reguladas do final de cada exercício económico a que se encontram obrigadas por este regulamento.

2 - As auditorias complementares referidas no número anterior são promovidas pelas entidades reguladas, recorrendo para o efeito a auditores externos independentes de reconhecida idoneidade.

3 - O âmbito das referidas auditorias e os critérios de selecção das entidades responsáveis pela sua realização são aprovadas pela ERSE, na sequência de proposta das entidades responsáveis pela promoção das auditorias.

4 - Os relatórios das auditorias são enviados à ERSE devendo ser igualmente publicados pelas entidades reguladas nas respectivas páginas da internet, salvo se a ERSE considerar haver informação reservada.

5 - Os custos com a realização das auditorias referidas nos números anteriores são suportados pelas empresas reguladas, sendo aceites para efeitos de regulação.

Artigo 16.º

Envio de informação

1 - Sem prejuízo dos prazos estipulados e da informação a enviar à ERSE de acordo com o estabelecido no Capítulo VI do presente Regulamento, sempre que considere necessário, a ERSE pode:

a) Solicitar informação prevista no presente regulamento, noutros prazos.

b) Solicitar informação adicional ou complementar.

2 - A informação solicitada ao abrigo do número anterior deve ser enviada à ERSE em prazos específicos a estabelecer, caso a caso, pela ERSE.

Capítulo III

Tarifas reguladas

Secção I

Disposições gerais

Artigo 17.º

Definição das Tarifas

O presente Regulamento define as seguintes tarifas:

a) Tarifas de Acesso às Redes.

b) Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso.

c) Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.

d) Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.

e) Tarifa de Energia.

f) Tarifas de Uso Global do Sistema.

g) Tarifas de Uso da Rede de Transporte:

    i) Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores.

    ii) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.

    iii) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.

h) Tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte.

i) Tarifas de Uso da Rede de Distribuição:

    i) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.

    ii) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.

    iii) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

j) Tarifas de Comercialização:

i) Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT.

ii) Tarifa de Comercialização em BTE.

iii) Tarifa de Comercialização em BTN.

Artigo 18.º

Fixação das tarifas

1 - As tarifas referidas no artigo anterior são estabelecidas de acordo com as metodologias definidas no Capítulo IV e no Capítulo V e com os procedimentos definidos no Capítulo VI.

2 - O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM podem propor à ERSE tarifas e respectivas regras de aplicação que proporcionem níveis de proveitos inferiores aos estabelecidos pela ERSE.

3 - As tarifas referidas no número anterior devem ser oferecidas de forma não discriminatória.

4 - No caso das tarifas estabelecidas ao abrigo do n.º 2 -, a correspondente redução nos proveitos não é considerada para efeitos de determinação dos ajustamentos anuais previstos no Capítulo IV.

Secção II

Estrutura do tarifário em Portugal continental

Artigo 19.º

Tarifas e proveitos

1 - As tarifas previstas no presente capítulo nos termos do Quadro 1 e do Quadro 2 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.

2 - A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial e da actividade de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte.

3 - A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND deve proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

4 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT devem proporcionar a restante parcela dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

5 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

6 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efectuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

7 - As tarifas de Comercialização em MAT, AT e MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Comercialização.

8 - A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição, designadamente os relativos à gestão global do sistema, à compra e venda de energia eléctrica do agente comercial, ao diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual e aos défices tarifários.

9 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição devem proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição relativos ao transporte de energia eléctrica.

10 - Os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição definidos nos n.os 8 - e 9 - coincidem com os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

11 - A tarifa de Energia, a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes, deve recuperar os custos com a função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para fornecimento dos clientes.

12 - Os comercializadores de último recurso aplicam aos fornecimentos a clientes as tarifas referidas nos n.os 5 -,8 - e 9 -, que lhes permitem recuperar os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

13 - As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN aplicam-se aos clientes em BTN dos comercializadores de último recurso e resultam da adição das tarifas referidas nos n.os 5 -,7 -, 8 -, 9 - e 11 -, nos termos do Artigo 20.º.

14 - As tarifas de Acesso às Redes aplicam-se às entregas dos operadores das redes de distribuição e resultam da adição das tarifas referidas nos n.os 5 -, 8 - e 9 -, nos termos do Artigo 21.º.

15 - Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

QUADRO 1 – TARIFAS E PROVEITOS DO AGENTE COMERCIAL, DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

<table>
<tr><th>Agente Comercial</th><th colspan="2">Operador da Rede de Transporte</th><th colspan="2">Operadores das redes de distribuição</th><th>Clientes</th></tr>
<tr><th>Proveitos</th><th>Proveitos</th><th>Tarifas</th><th>Proveitos</th><th>Tarifas</th><th>Níveis de Tensão</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Proveitos Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica</td><td rowspan="2"></td><td rowspan="3">UGS^{T}</td><td rowspan="3">Proveitos a recuperar pela tarifa de UGS</td><td rowspan="4">UGS</td><td>MAT</td></tr>
<tr><td>AT</td></tr>
<tr><td></td><td>Proveitos Actividade de Gestão Global do Sistema</td><td>MT</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>Diferencial PRE</td><td>BT</td></tr>
<tr><td rowspan="5"></td><td rowspan="5">Proveitos Actividade de Transporte de Energia Eléctrica</td><td>URT_{P}</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>URT_{MAT}</td><td rowspan="4">Proveitos a recuperar pelas tarifas de URT</td><td>URT_{MAT}</td><td>MAT</td></tr>
<tr><td rowspan="3">URT_{AT}</td><td rowspan="3">URT_{AT}</td><td>AT</td></tr>
<tr><td>MT</td></tr>
<tr><td>BT</td></tr>
<tr><td rowspan="6"></td><td rowspan="6" colspan="2"></td><td rowspan="6">Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica</td><td rowspan="3">URD_{AT}</td><td>AT</td></tr>
<tr><td>MT</td></tr>
<tr><td>BT</td></tr>
<tr><td rowspan="2">URD_{MT}</td><td>MT</td></tr>
<tr><td>BT</td></tr>
<tr><td>URD_{BT}</td><td>BT</td></tr>
</table>

QUADRO 2 - TARIFAS E PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Comercializadores de último recurso		Clientes
Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
Proveitos Actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	$UGS + URT_{MAT}$	MAT
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT}$	AT
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT}$	MT
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT}$	BT > 41,4 kW
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT}$	BT ≤ 41,4 kVA
Proveitos Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	E	MAT
		AT
		MT
		BT
Proveitos da Actividade de Comercialização	C_{NT}	MAT
		AT
		MT
	C_{BTE}	BT > 41,4 kW
	C_{BTN}	BT ≤ 41,4 kVA

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS^T	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
Diferencial PRE	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial
URT_P	Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores
URT_{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C_{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C_{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C_{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 20.º

Tarifas a aplicar aos clientes em BTN dos comercializadores de último recurso

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN aplicam-se aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso a clientes em BTN de Portugal continental.

2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN resultam da adição das tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização, aplicáveis pelos comercializadores de último recurso, conforme estabelecido no Quadro 3.

3 - O conjunto de proveitos a proporcionar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do comercializador de último recurso coincide com o conjunto de proveitos resultante da aplicação das tarifas referidas no número anterior aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.

QUADRO 3 - TARIFAS INCLUÍDAS NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Tarifas por Actividade	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso
	BTN
E	X
UGS	X
URT_{AT}	X
URD_{AT}	X
URD_{MT}	X
URD_{BT}	X
C_{BTN}	X

Legenda:

E Tarifa de Energia

UGS Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

URT_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

URD_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

URD_{MT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

URD_{BT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

C_{BTN} Tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 21.º

Tarifas a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição

1 - Os clientes ligados às redes do Sistema Público têm direito ao acesso e uso da RNT e das redes de distribuição em AT, MT e BT, nos termos do estabelecido no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

2 - Às entregas dos operadores das redes de distribuição aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes.

3 - As tarifas de Acesso às Redes resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, aplicáveis pelos operadores das redes de distribuição, conforme estabelecido no Quadro 4.

4 - Os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT devem pagar ao operador da rede de distribuição em MT e AT as componentes definidas no Regulamento de Relações Comerciais.

5 - Às entregas aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT e que optem por adquirir a energia eléctrica para fornecer os seus clientes nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais aplica-se a regra de facturação estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 4 - TARIFAS INCLUÍDAS NAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Tarifas por Actividade	Tarifas aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
UGS	X	X	X	X	X
URT_{MAT}	X	-	-	-	-
URT_{AT}	-	X	X	X	X
URD_{AT}	-	X	X	X	X
URD_{MT}	-	-	X	X	X
URD_{BT}	-	-	-	X	X

Legenda:

UGS Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

URT_{MAT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT

URT_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

URD_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

URD_{MT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

URD_{BT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

Artigo 22.º

Tarifas a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

1 - A tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte é aplicada às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.

2 - A tarifa referida no número anterior é composta por duas parcelas:

a) Tarifa de Uso Global do Sistema.

b) Tarifas de Uso da Rede de Transporte.

3 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte, referidas na alínea b) do número anterior, são as seguintes:

a) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, para as entregas em MAT.

b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, para as restantes entregas.

Artigo 23.º

Estrutura geral das tarifas

1 - Sem prejuízo do estabelecido nas Secções seguintes, as tarifas definidas na presente Secção são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.

d) Preços da energia activa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reactiva capacitiva e indutiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços definidos no número anterior podem ser diferenciados segundo os seguintes critérios:

a) Nível de tensão.

b) Período tarifário.

Artigo 24.º

Estrutura geral das tarifas reguladas por actividade

A estrutura geral dos preços que compõem as tarifas por actividade estabelecidas no presente capítulo é a constante do Quadro 5.

QUADRO 5 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE

Tarifas por Actividade	Preços das Tarifas								
	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	TF
E	-	-	X	X	X	X	-	-	-
UGS	X	-	X	X	X	X	-	-	-
URT_{MAT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URT_{AT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD_{AT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD_{MT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD_{BT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
C_{NT}	-	-	X	X	X	X	-	-	X
C_{BTE}	-	-	X	X	X	X	-	-	X
C_{BTN}	-	-	X	X	X	X	-	-	X

Legenda:

E Tarifa de Energia

UGS Tarifa de Uso Global do Sistema

URT_{MAT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT

URT_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

URD_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

URD_{MT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

URD_{BT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

C_{NT} Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT

C_{BTE} Tarifa de Comercialização em BTE

C_{BTN} Tarifa de Comercialização em BTN

TPc Preço de potência contratada

TPp Preço de potência em horas de ponta

TWp Preço da energia activa em horas de ponta

TWc Preço da energia activa em horas cheias

TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal

TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio

TWrc Preço da energia reactiva capacitiva

TWri Preço da energia reactiva indutiva

TF Preço do termo tarifário fixo

Artigo 25.º

Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN dos Comercializadores de Último Recurso

1 - A estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN dos Comercializadores de Último Recurso é a constante do Quadro 6, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por actividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso, apresentada no Quadro 3 do Artigo 20.º e no Quadro 5 do Artigo 24.º, após a sua conversão para o respectivo nível de tensão de fornecimento.

2 - Nos fornecimentos em BTN, os preços das tarifas por actividade são agregados conforme apresentado no Quadro 6.

QUADRO 6 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

<table>
<tr><th colspan="2">Tarifas de Venda a Clientes Finais</th><th colspan="9">Preços das Tarifas</th></tr>
<tr><th>Tarifas</th><th>N.º Períodos Horários</th><th>TPc</th><th>TPp</th><th>TWp</th><th>TWc</th><th>TWvn</th><th>TWsv</th><th>TWrc</th><th>TWri</th><th>TF</th></tr>
<tr><td>BTN (3)</td><td>3</td><td>UGS
URD_{BT}</td><td>-</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTN}</td><td>E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTN}</td><td colspan="2">E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTN}</td><td>-</td><td>-</td><td>C_{BTN}</td></tr>
<tr><td>BTN (2)</td><td>2</td><td>UGS
URD_{BT}</td><td>-</td><td colspan="2">E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTN}</td><td colspan="2">E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTN}</td><td>-</td><td>-</td><td>C_{BTN}</td></tr>
<tr><td>BTN (1)</td><td>1</td><td>UGS
URD_{BT}</td><td>-</td><td colspan="4">E
UGS
URT_{AT}
URD_{AT}
URD_{MT}
URD_{BT}
C_{BTN}</td><td>-</td><td>-</td><td>C_{BTN}</td></tr>
</table>

Legenda:

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2) Tarifas de BTN bi-horárias

(1) Tarifas de BTN simples

TPc Preço de potência contratada

TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
TWrc	Preço da energia reactiva capacitiva
TWri	Preço da energia reactiva indutiva
TF	Preço do termo tarifário fixo
E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C_{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 26.º

Estrutura geral das Tarifas de Acesso às Redes

1 - A estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição em cada nível de tensão é a constante do Quadro 7, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por actividade a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, apresentada no Quadro 4 do Artigo 21.º e no Quadro 5 do Artigo 24.º, após a sua conversão para o respectivo nível de tensão de entrega.

2 - Nas entregas em BT dos operadores das redes de distribuição os preços das tarifas por actividade são agregados conforme apresentado no Quadro 7.

QUADRO 7 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Tarifas de Acesso às Redes	Preços das Tarifas							
Nível de Tensão	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri
MAT	UGS URT_{MAT}	URT_{MAT}	URT_{MAT} UGS	URT_{MAT} UGS	URT_{MAT} UGS	URT_{MAT} UGS	URT_{MAT}	URT_{MAT}
AT	UGS URD_{AT}	URT_{AT} URD_{AT}	UGS URT_{AT} URD_{AT}	UGS URT_{AT} URD_{AT}	UGS URT_{AT} URD_{AT}	UGS URT_{AT} URD_{AT}	URD_{AT}	URD_{AT}
MT	UGS URD_{MT}	URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT}	URD_{MT}	URD_{MT}
BTE	UGS URD_{BT}	URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	URD_{BT}	URD_{BT}
BTN (3)	UGS URD_{BT}	-	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}		-	-
BTN (2)	UGS URD_{BT}	-	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}		UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}		-	-
BTN (1)	UGS URD_{BT}	-	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}				-	-

Legenda:

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2) Tarifas de BTN bi-horárias

(1) Tarifas de BTN simples

TPc Preço de potência contratada

TPp Preço de potência em horas de ponta

TWp Preço da energia activa em horas de ponta

TWc Preço da energia activa em horas cheias

TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal

TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio

TWrc Preço da energia reactiva capacitiva

TWri Preço da energia reactiva indutiva

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT_{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

Artigo 27.º

Períodos tarifários

1 - Para efeitos do presente Regulamento consideram-se os seguintes períodos tarifários:

a) Períodos trimestrais.

b) Períodos horários.

2 - Consideram-se os seguintes períodos trimestrais de entrega de energia eléctrica:

a) Período I ....de 1 de Janeiro a 31 de Março.

b) Período II ....de 1 de Abril a 30 de Junho.

c) Período III ....de 1 de Julho a 30 de Setembro.

d) Período IV ....de 1 de Outubro a 31 de Dezembro.

3 - Consideram-se os seguintes períodos horários de entrega de energia eléctrica:

a) Horas de ponta.

b) Horas cheias.

c) Horas de vazio normal.

d) Horas de super vazio.

4 - O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.

5 - O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

6 - A duração dos períodos horários estabelecidos no n.º 3 - é diferenciada de acordo com o ciclo semanal e com o ciclo diário, definidos nos Quadros 8.1 e 8.2.

7 - Para os clientes em MT, AT e MAT com ciclo semanal consideram-se os feriados nacionais como períodos de vazio.

QUADRO 8 - DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS

Quadro 8.1 - Ciclo semanal:

Hora legal de Inverno	**Hora legal de Verão**
Segunda a Sexta-feira Ponta: 5 h / dia Cheias: 12 h / dia Vazio normal: 3 h / dia Super vazio: 4 h / dia	**Segunda a Sexta-feira** Ponta: 3 h / dia Cheias: 14 h / dia Vazio normal: 3 h / dia Super vazio: 4 h / dia
Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio normal: 13 h / dia Super vazio: 4 h / dia	**Sábados** Cheias: 7 h / dia Vazio normal: 13 h / dia Super vazio: 4 h / dia
Domingos Vazio normal: 20 h / dia Super vazio: 4 h / dia	**Domingos** Vazio normal: 20 h / dia Super vazio: 4 h / dia

Quadro 8.2 - Ciclo diário:

Hora legal de Inverno	**Hora legal de Verão**
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

Secção III

Estrutura do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Artigo 28.º

Tarifas e proveitos da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA

1 - As tarifas previstas na presente Secção nos termos do Quadro 9 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.

2 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA.

3 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efectuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

4 - As tarifas de Comercialização em MAT, AT e MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA.

5 - A tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados e às entregas a clientes não vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA.

6 - A tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados deve proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA.

7 - Os custos com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos pelo operador da rede de transporte em Portugal continental e os custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA constituem a parcela restante dos proveitos permitidos à entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA.

8 - Os custos administrativos de interesse regional, que eventualmente tenham sido criados a partir da data da extensão da regulação da ERSE às Regiões Autónomas, determinada pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários, mediante despacho, aprovado na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os interessados, considerando os princípios e os pressupostos da convergência tarifária estabelecidos em legislação nacional, designadamente no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

9 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aplicam-se aos clientes vinculados e resultam da adição das tarifas referidas nos n.os 2 -, 4 -, 5 - e 6 -, nos termos do Artigo 30.º.

10 - Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

QUADRO 9 - TARIFAS E PROVEITOS DA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

Concessionária do transporte e distribuição da RAA			Clientes		
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão	Clientes vinculados	Clientes não vinculados
Proveitos Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA	SA_{AGS}	E	MT	x	-
			BT	x	-
		UGS + URT_{AT}	MT	x	x
			BT	x	-
	$SRAA_{AGS}$	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-
Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA	SA_D	URD_{AT} + URD_{MT}	MT	x	x
		URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT}	BT	x	-
	$SRAA_D$	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-
Proveitos da Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA	SA_C	C_{NT}	MT	x	-
		C_{BTE}	BT > 41,4 kW	x	-
		C_{BTN}	BT ≤ 41,4 kVA	x	-
	$SRAA_C$	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-

Legenda:

E Tarifa de Energia

UGS Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

URT_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

URD_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C_{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C_{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C_{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
SA_{AGS}	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SA_{D}	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SA_{C}	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
$SRAA_{AGS}$	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema
$SRAA_{D}$	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica
$SRAA_{C}$	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

Artigo 29.º

Tarifas e proveitos da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

1 - As tarifas previstas na presente Secção nos termos do Quadro 10 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.

2 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM.

3 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efectuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

4 - As tarifas de Comercialização em MAT, AT e MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM.

5 - A tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados e às entregas a clientes não vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM.

6 - A tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados deve proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM.

7 - Os custos com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos pelo operador da rede de transporte em Portugal continental e os custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar

nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM constituem a parcela restante dos proveitos permitidos à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

8 - Os custos administrativos de interesse regional, que eventualmente tenham sido criados a partir da data da extensão da regulação da ERSE às Regiões Autónomas, determinada pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários, mediante despacho, aprovado na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os interessados, considerando os princípios e os pressupostos da convergência tarifária estabelecidos em legislação nacional, designadamente no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

9 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aplicam-se aos clientes vinculados e resultam da adição das tarifas referidas nos n.os 2 -, 4 -, 5 - e 6 -, nos termos do Artigo 30.º.

10 - Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

QUADRO 10 - TARIFAS E PROVEITOS DA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM			Clientes		
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão	Clientes vinculados	Clientes não vinculados
Proveitos Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM		E	MT	x	-
			BT	x	-
	SM_{AGS}	$UGS + URT_{AT}$	MT	x	x
			BT	x	-
	$SRAM_{AGS}$	Incluído nas TVCF	MT, e BT	x	-
Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM	SM_D	$URD_{AT} + URD_{MT}$	MT	x	x
		$URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT}$	BT	x	-
	$SRAM_D$	Incluído nas TVCF	MT, e BT	x	-
Proveitos da Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM	SM_C	C_{NT}	MT	x	-
		C_{BTE}	BT > 41,4 kW	x	-
		C_{BTN}	BT ≤ 41,4 kVA	x	-
	$SRAM_C$	Incluído nas TVCF	MT, e BT	x	-

Legenda:

E Tarifa de Energia

UGS Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

URT_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

URD_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

URD_{MT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

URD_{BT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

C_{NT} Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT

C_{BTE} Tarifa de Comercialização em BTE

C_{BTN} Tarifa de Comercialização em BTN

TVCF Tarifas de Venda a Clientes Finais

SM_{AGS} Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental

SM_D	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SM_C	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
$SRAM_{AGS}$	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema
$SRAM_D$	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica
$SRAM_C$	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

Artigo 30.º

Tarifas a aplicar aos clientes vinculados

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM aplicam-se aos clientes vinculados.

2 - Sem prejuízo do estabelecido na Secção VII do Capítulo V, aplicável à RAA, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são idênticos aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso em Portugal continental.

3 - Sem prejuízo do estabelecido na Secção VIII do Capítulo V, aplicável à RAM, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são idênticos aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso em Portugal continental.

Artigo 31.º

Tarifas a aplicar aos clientes não vinculados

1 - Os preços das tarifas de Acesso às Redes da RAA são idênticos aos preços das tarifas de Acesso às Redes dos operadores das redes de distribuição em Portugal continental.

2 - Os preços das tarifas de Acesso às Redes da RAM são idênticos aos preços das tarifas de Acesso às Redes dos operadores das redes de distribuição em Portugal continental.

Artigo 32.º

Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM

1 - Sem prejuízo do estabelecido nas Secções seguintes, as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.

d) Preços da energia activa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reactiva capacitiva e indutiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços definidos no número anterior podem ser diferenciados segundo os seguintes critérios:

a) Nível de tensão.

b) Período tarifário.

Artigo 33.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar aos clientes não vinculados da RAA e da RAM

A estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar aos clientes não vinculados em cada nível de tensão é a constante do Quadro 7 do Artigo 26.º, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por actividade a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de Portugal continental, apresentada no Quadro 4 do Artigo 21.º e no Quadro 5 do Artigo 24.º, após a sua conversão para o respectivo nível de tensão de entrega.

Artigo 34.º

Períodos tarifários aplicáveis na RAA e na RAM

1 - Para efeitos do presente Regulamento consideram-se os seguintes períodos tarifários:

a) Períodos trimestrais.

b) Períodos horários.

2 - Consideram-se os seguintes períodos trimestrais de entrega de energia eléctrica:

a) Período I ....de 1 de Janeiro a 31 de Março.

b) Período II ....de 1 de Abril a 30 de Junho.

c) Período III ....de 1 de Julho a 30 de Setembro.

d) Período IV ....de 1 de Outubro a 31 de Dezembro.

3 - Consideram-se os seguintes períodos horários de entrega de energia eléctrica:

a) Horas de ponta.

b) Horas cheias.

c) Horas de vazio normal.

d) Horas de super vazio.

4 - O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

5 - O período horário de vazio, aplicável às tarifas com dois e três períodos horários, engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.

6 - A duração dos períodos horários estabelecidos no n.º 3 - é definida no Quadro 11.

QUADRO 11 - DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS NA RAA E NA RAM

Hora legal de Inverno	**Hora legal de Verão**
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

Secção IV

Tarifas de Acesso às Redes

Artigo 35.º

Objecto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Acesso às Redes que devem proporcionar os seguintes proveitos:

a) Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

b) Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

2 - As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso das Redes de Distribuição.

Artigo 36.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT e BTE

1 - As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.

d) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia activa das entregas em MAT, AT e MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do Artigo 27.º.

3 - Os preços da energia activa das entregas em BTE são discriminados em quatro períodos horários de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º.

4 - Os preços da energia reactiva são discriminados em:

a) Preços da energia reactiva indutiva.

b) Preços da energia reactiva capacitiva.

5 - Os preços da energia reactiva indutiva e capacitiva coincidem com os preços da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega.

6 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 37.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN

1 - As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por mês.

b) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 12.

3 - Os preços da energia activa em BTN, para potências contratadas superiores a 20,7 kVA, são discriminados em três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º.

4 - Os preços de energia activa em BTN, para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, são discriminadas em dois ou três períodos horários ou não apresentam diferenciação horária, de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º.

5 - A potência e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 12 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
BTN ≤ 20,7 kVA	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
BTN > 20,7 kVA	27,6 - 34,5 - 41,4

Secção V

Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN dos comercializadores de último recurso de Portugal continental

Artigo 38.º

Objecto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN dos comercializadores de último recurso, que devem proporcionar os seguintes proveitos:

a) Proveitos a recuperar relativos ao uso global do sistema, ao uso da rede de transporte e ao uso da rede de distribuição, que coincidem com os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

b) Proveitos permitidos das actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica e de Comercialização.

2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN a aplicar aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso resultam da adição das tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização.

Artigo 39.º

Opções tarifárias

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN apresentam as opções tarifárias indicadas no Quadro 13.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 13 valores limites da potência contratada.

3 - Nos fornecimentos em BTN, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efectua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

4 - As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.

QUADRO 13 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência e Termo Tarifário Fixo (1)	Energia Activa	Energia Reactiva (3)	
				N.º Períodos Horários (2)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	2	-	-
	Tarifa Tri-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	3	-	-
	Tarifa de Médias Utilizações	27,6 a 41,4 kVA	a	3	-	-
	Tarifa de Longas Utilizações	27,6 a 41,4 kVA	a	3	-	-
	Tarifa Sazonal Simples	3,45 a 20,7 kVA	a	1	-	-
	Tarifa Sazonal Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	2	-	-
	Tarifa Sazonal Tri-horária	3,45 a 41,4 kVA	a	3	-	-

Notas:

(1) – x Existência de preços de potência e de preços do termo tarifário fixo

a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência e ao termo tarifário fixo

- Não aplicável

(2) – 1 Sem diferenciação horária

2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio

3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio

(3) – - Não aplicável

Artigo 40.º

Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 14.

3 - Na opção tarifária de BTN simples o preço da energia activa não apresenta diferenciação horária.

4 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia activa são discriminados em dois, ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º.

5 - A potência e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 14 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Simples	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Bi-horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Tri-horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa de Médias Utilizações	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa de Longas Utilizações	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa Sazonal Tri-horária	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa Sazonal Simples	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Sazonal Bi-horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Sazonal Tri-horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7

Secção VI

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Artigo 41.º

Objecto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, que asseguram a observância do princípio da convergência tarifária na RAA.

2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são aplicadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA.

Artigo 42.º

Opções tarifárias

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam em cada nível de tensão as opções tarifárias indicadas no Quadro 15.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 15 valores limites da potência contratada.

3 - Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efectua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

4 - Os fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4 kW são designados por fornecimentos em BTE.

5 - Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA são designados por fornecimentos em BTN.

6 - As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.

QUADRO 15 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Tri-horária	3,45 a 41,4 kVA	a	-	3	-	-
Baixa Tensão Especial	Tarifa Tetra-horária	> 41,4 kW	x	-	4	x	x
Média Tensão	Tarifa Tetra-horária	-	x	x	4	x	x

Notas:

(1) – x Existência de preços de potência e de preços do termo tarifário fixo

a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência e ao termo tarifário fixo

\- Não aplicável

(2) – - Preços sem diferenciação trimestral

x Preços com diferenciação trimestral

(3) – 1 Sem diferenciação horária

2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio

3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio

4 Quatro períodos horários: ponta, cheias, vazio normal e super vazio

(4) – - Não aplicável

x Existência de preço correspondente

Artigo 43.º

Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE

1 - As opções tarifárias de MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.

d) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º.

3 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de BTE são discriminados em quatro períodos horários de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º.

4 - Os preços da energia reactiva são discriminados em:

a) Preços da energia reactiva indutiva.

b) Preços da energia reactiva capacitiva.

5 - Os preços da energia reactiva indutiva e capacitiva coincidem com os preços da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega, sem prejuízo do estabelecido na Secção VII do Capítulo V.

6 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 44.º

Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 16.

3 - Na opção tarifária de BTN simples o preço da energia activa não apresenta diferenciação horária.

4 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia activa são discriminados em dois, ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º.

5 - A potência e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 16 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Simples	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
Tarifa Bi-horária	3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
Tarifa Tri-horária	3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7 – 27,6 – 34,5 – 41,4

Secção VII
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Artigo 45.º

Objecto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, que asseguram a observância do princípio da convergência tarifária na RAM.

2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são aplicadas pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 46.º

Opções tarifárias

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam em cada nível de tensão as opções tarifárias indicadas no Quadro 17.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 17 valores limites da potência contratada.

3 - Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efectua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

4 - Os fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4 kW são designados por fornecimentos em BTE.

5 - Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA são designados por fornecimentos em BTN.

6 - As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.

QUADRO 17 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Tri-horária	3,45 a 41,4 kVA	a	-	3	-	-
Baixa Tensão Especial	Tarifa Tetra-horária	> 41,4 kW	x	-	4	x	x
Média Tensão	Tarifa Tetra-horária	-	x	x	4	x	x

Notas:

(1) – x Existência de preços de potência e de preços do termo tarifário fixo

a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência e ao termo tarifário fixo

\- Não aplicável

(2) – - Preços sem diferenciação trimestral

x Preços com diferenciação trimestral

(3) – 1 Sem diferenciação horária

2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio

3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio

4 Quatro períodos horários: ponta, cheias, vazio normal e super vazio

(4) – - Não aplicável

x Existência de preço correspondente

Artigo 47.º

Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE

1 - As opções tarifárias de MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.

d) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º.

3 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de BTE são discriminados em quatro períodos horários de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º.

4 - Os preços da energia reactiva são discriminados em:

a) Preços da energia reactiva indutiva.

b) Preços da energia reactiva capacitiva.

5 - Os preços da energia reactiva indutiva e capacitiva coincidem com os preços da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega, sem prejuízo do estabelecido na Secção VIII do Capítulo V.

6 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 48.º

Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 18.

3 - Na opção tarifária de BTN simples o preço da energia activa não apresenta diferenciação horária.

4 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia activa são discriminados em dois, ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º.

5 - A potência e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 18 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Simples	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
Tarifa Bi-horária	3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
Tarifa Tri-horária	3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7 – 27,6 – 34,5 – 41,4

Secção VIII

Tarifa de Energia

Artigo 49.º

Objecto

A presente Secção estabelece a tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso, que deve recuperar os custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso.

Artigo 50.º

Estrutura geral

1 - A tarifa de Energia é composta por preços aplicáveis à energia activa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços da tarifa de Energia são referidos à saída da RNT.

3 - Os preços de energia activa são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º, coincidindo com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

Artigo 51.º

Conversão da tarifa de Energia para os vários níveis de tensão

1 - Os preços da tarifa de Energia são convertidos para os vários níveis de tensão e opções tarifárias dos clientes dos comercializadores de último recurso, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 19.

2 - Nos fornecimentos a clientes em BT dos comercializadores de último recurso, os preços da tarifa de Energia são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis nos termos do Quadro 19.

3 - Nos fornecimentos de energia aos clientes da opção tarifária de BTN simples dos comercializadores de último recurso, os preços da energia activa não apresentam diferenciação horária.

4 - Nos fornecimentos de energia aos clientes em BT dos comercializadores de último recurso, os preços da energia activa não apresentam diferenciação sazonal.

QUADRO 19 - PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS

<table>
<tr><th></th><th></th><th colspan="4">Preços da Tarifa de Energia</th><th></th></tr>
<tr><th>Tarifas</th><th>N.º Períodos Horários</th><th>TWp</th><th>TWc</th><th>TWvn</th><th>TWsv</th><th>Aplicação</th></tr>
<tr><td>E</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td></tr>
<tr><td>MAT</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td></tr>
<tr><td>AT</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td></tr>
<tr><td>MT</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td></tr>
<tr><td>BTE</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td></tr>
<tr><td>BTN (3)</td><td>3</td><td>X</td><td>X</td><td colspan="2">X</td><td>Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (2)</td><td>2</td><td colspan="2">X</td><td colspan="2">X</td><td>Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (1)</td><td>1</td><td colspan="4">X</td><td>Fornecimentos CUR</td></tr>
</table>

Legenda:

E Tarifa de Energia

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2) Tarifas de BTN bi-horárias

(1) Tarifas de BTN simples

TWp Preço da energia activa em horas de ponta

TWc Preço da energia activa em horas cheias

TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal

TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio

CUR Comercializadores de último recurso

Artigo 52.º

Energia activa a facturar

A energia activa a facturar na tarifa de Energia é determinada de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Secção IX

Tarifas de Uso Global do Sistema

Artigo 53.º

Objecto

1 - A presente Secção estabelece a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT, que deve proporcionar à entidade concessionária da RNT os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do agente comercial e da actividade de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte.

2 - A presente Secção estabelece também a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição, designadamente os relativos à Compra e Venda de Energia Eléctrica do agente comercial, à Gestão Global do Sistema, ao diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual e aos défices tarifários.

Artigo 54.º

Estrutura geral

1 - A tarifa de Uso Global do Sistema é composta por três parcelas em que:

a) A parcela I permite recuperar os custos de gestão do sistema.

b) A parcela II permite recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e os custos para a manutenção do equilíbrio contratual dos produtores com CAE.

c) A parcela III permite recuperar os custos com o mecanismo de garantia de potência.

2 - A tarifa de Uso Global do Sistema é composta pelos seguintes preços, nos termos do Quadro 20:

a) Preços da energia activa da parcela I, definidos em Euros por kWh.

b) Preço de potência contratada da parcela II, definido em Euros por kW, por mês.

c) Preços da energia activa da parcela II, definidos em Euros por kWh.

d) Preços da energia activa da parcela III, definidos em Euros por kWh.

3 - Na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, o preço de potência contratada é substituído por um encargo mensal nos termos do Artigo 121.º.

4 - Os preços de energia activa da tarifa de Uso Global do Sistema são referidos à saída da RNT e apresentam diferenciação por nível de tensão e tipo de fornecimento: MAT, AT, MT, BTE, BTN com potência contratada superior a 2,3 kVA e BTN com potência contratada inferior ou igual 2,3 kVA.

5 - Os preços de energia aplicáveis às entregas em BTN com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA não incluem o diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadráveis nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006.

6 - Os preços da energia activa são discriminados por período tarifário, de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º.

7 - A parcela III não tem preços de energia activa em períodos de vazio.

8 - Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção IV do presente capítulo.

9 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção V do presente capítulo.

10 - Nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT aplicam-se quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do Artigo 27.º.

QUADRO 20 - COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Parcela	TPc	TWp	TWc	TWvn	TWsv
UGS1	-	X	X	X	X
UGS2	X	X	X	X	X
UGS3	-	X	X	-	-

Legenda:

UGS1 Parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema

UGS2 Parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

UGS3 Parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema

TPc Preço de potência contratada

TWp Preço da energia activa em horas de ponta

TWc Preço da energia activa em horas cheias

TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal

TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio

Artigo 55.º

Conversão da tarifa de Uso Global do Sistema para os vários níveis de tensão

1 - Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema são convertidos para os vários níveis de tensão tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 21.

2 - Nas entregas a clientes de BT, os preços da tarifa de Uso Global do Sistema são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis nos termos do Quadro 21.

3 - Nas entregas a clientes da opção tarifária de BTN simples os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

QUADRO 21 - PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS

		Preços da Tarifa de Uso Global do Sistema					
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TWp	TWc	TWvn	TWsv	Aplicação
UGS	4	X	X	X	X	X	-
MAT	4	X	X	X	X	X	Entregas ORD,
AT	4	X	X	X	X	X	Entregas ORD,
MT	4	X	X	X	X	X	Entregas ORD,
BTE	4	X	X	X	X	X	Entregas ORD,
BTN (3)	3	X	X	X	X		Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (2)	2	X	X		X		Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (1)	1	X	X				Entregas ORD, Fornecimentos CUR

Legenda:

UGS Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2) Tarifas de BTN bi-horárias

(1) Tarifas de BTN simples

TPc Preço de potência contratada

TWp Preço da energia activa em horas de ponta

TWc Preço da energia activa em horas cheias

TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal

TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio

CUR Comercializadores de último recurso

ORD Operadores das redes de distribuição

Artigo 56.º

Potência contratada e energia activa a facturar

A potência contratada e a energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Secção X

Tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 57.º

Objecto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND e ao operador da rede de distribuição em MT e AT pelas entregas da RNT, que devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica do operador da rede de transporte em Portugal continental.

2 - A presente Secção estabelece também as tarifas de Uso da Rede de Transporte, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que devem proporcionar os proveitos a recuperar relativos ao transporte de energia eléctrica.

Artigo 58.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte são as seguintes:

a) Tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte aplicáveis às entradas na RNT e na RND.

b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para as entregas em MAT.

c) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para as restantes entregas.

2 - A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial é composta por preços de energia activa definidos em Euros por kWh, referidos à entrada da rede.

3 - Os preços da energia activa referidos no n.º anterior são discriminados por nível de tensão MAT, AT e MT e por período horário.

4 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT e as tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.

b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.

c) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

d) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

5 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são referidos à saída da RNT.

6 - Os preços da energia activa referidos na alínea c) do n.º 4 - são discriminados por período tarifário, de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º.

7 - Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção IV do presente capítulo.

8 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção V do presente capítulo.

9 - Nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do Artigo 27.º.

10 - Os preços da energia reactiva são discriminados em:

a) Preços da energia reactiva capacitiva.

b) Preços da energia reactiva indutiva.

11 - A energia reactiva associada à tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável pelo operador da rede de distribuição só é facturada às entregas em clientes em MAT.

Artigo 59.º

Conversão das tarifas de Uso da Rede de Transporte para os vários níveis de tensão

1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT aplicam-se às entregas a clientes em MAT.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são convertidos para os níveis de tensão de MT e BT, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 22.

3 - A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada, corrigidos por um factor de agregação (sincronização) e de potência em horas de ponta, e por preços da energia activa, discriminados por período tarifário.

4 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, os preços da potência em horas de ponta são convertidos, de acordo com o Quadro 22, em preços de energia activa nos períodos horários de:

a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.

b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.

c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

5 - Nas entregas a clientes de BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis, nos termos do Quadro 22.

6 - Nas entregas a clientes da opção tarifária de BTN simples os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

QUADRO 22 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT A APLICAR NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS

<table>
<tr><td></td><td></td><td colspan="6">Preços da Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT</td><td></td></tr>
<tr><td>Tarifas</td><td>N.º Períodos Horários</td><td>TPc</td><td>TPp</td><td>TWp</td><td>TWc</td><td>TWvn</td><td>TWsv</td><td>Aplicação</td></tr>
<tr><td>URT_{AT}</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td></tr>
<tr><td>AT</td><td>4</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Entregas ORD,</td></tr>
<tr><td>MT</td><td>4</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Entregas ORD,</td></tr>
<tr><td>BTE</td><td>4</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Entregas ORD,</td></tr>
<tr><td>BTN (3)</td><td>3</td><td>-</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td colspan="2">X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (2)</td><td>2</td><td>-</td><td>-</td><td colspan="2">X</td><td colspan="2">X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (1)</td><td>1</td><td>-</td><td>-</td><td colspan="4">X</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
</table>

Legenda:

URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
CUR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

Artigo 60.º

Potência em horas de ponta, potência contratada, energia activa e energia reactiva a facturar

A potência em horas de ponta, a potência contratada, a energia activa e a energia reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Secção XI

Tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 61.º

Objecto

A presente Secção estabelece as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

Artigo 62.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW por mês.

b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW por mês.

c) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

d) Preços da energia reactiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia activa são discriminados por período tarifário, de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º.

3 - Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção IV do presente capítulo.

4 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção V do presente capítulo.

5 - Os preços da energia reactiva são discriminados, para cada tarifa, em:

a) Preços da energia reactiva capacitiva.

b) Preços da energia reactiva indutiva.

Artigo 63.º

Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

1 - A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT é estabelecida no Artigo 62.º.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são referidos à saída da rede de distribuição em AT.

3 - A energia reactiva associada a esta tarifa só é facturada a clientes em AT.

Artigo 64.º

Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT para os níveis de tensão de MT e BT

1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são convertidos para os níveis de tensão de MT e BT, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 23.

2 - A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada, corrigidos por um factor de agregação (sincronização) e de potência em horas de ponta, e por preços da energia activa, discriminados por período tarifário.

3 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, o preço da potência em horas de ponta, definido nos termos do número anterior, é convertido em preços de energia activa nos períodos horários de:

a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.

b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.

c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

4 - Nas entregas a clientes em BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 23.

5 - Nas entregas a clientes da opção tarifária de BTN simples os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

QUADRO 23 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT NOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS DE MT E BT

<table>
<tr><th></th><th></th><th colspan="8">Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT</th><th></th></tr>
<tr><th>Tarifas</th><th>N.º Períodos Horários</th><th>TPc</th><th>TPp</th><th>TWp</th><th>TWc</th><th>TWvn</th><th>TWsv</th><th>TWrc</th><th>TWri</th><th>Aplicação</th></tr>
<tr><td>URD$_{AT}$</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td></tr>
<tr><td>AT</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Entregas ORD</td></tr>
<tr><td>MT</td><td>4</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td><td>-</td><td>Entregas ORD</td></tr>
<tr><td>BTE</td><td>4</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td><td>-</td><td>Entregas ORD</td></tr>
<tr><td>BTN (3)</td><td>3</td><td>-</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td colspan="2">X</td><td>-</td><td>-</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (2)</td><td>2</td><td>-</td><td>-</td><td colspan="2">X</td><td colspan="2">X</td><td>-</td><td>-</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (1)</td><td>1</td><td>-</td><td>-</td><td colspan="4">X</td><td>-</td><td>-</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
</table>

Legenda:

URD$_{AT}$ Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2) Tarifas de BTN bi-horárias

(1) Tarifas de BTN simples

TPc Preço de potência contratada

TPp Preço de potência em horas de ponta

TWp Preço da energia activa em horas de ponta

TWc Preço da energia activa em horas cheias

TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal

TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio

TWrc Preço da energia reactiva capacitiva

TWri Preço da energia reactiva indutiva

CUR Comercializadores de último recurso

ORD Operadores das redes de distribuição

Artigo 65.º

Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

1 - A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT é estabelecida no Artigo 62.º.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT são referidos à saída da rede de distribuição em MT.

3 - A energia reactiva associada a esta tarifa só é facturada a clientes em MT.

Artigo 66.º

Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT para o nível de tensão de BT

1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT são convertidos para o nível de tensão de BT, tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 24.

2 - A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada, corrigidos por um factor de agregação (sincronização) e de potência em horas de ponta, e por preços da energia activa, discriminados por período tarifário.

3 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, o preço da potência em horas de ponta, definido nos termos do número anterior, é convertido em preços de energia activa nos períodos horários de:

a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.

b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.

c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

4 - Nas entregas a clientes em BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 24.

5 - Nas entregas a clientes da opção tarifária de BTN simples os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

QUADRO 24 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT NO NÍVEL DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS DE BT

<table>
<tr><td></td><td></td><td colspan="8">Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT</td><td></td></tr>
<tr><td>Tarifas</td><td>N.º Períodos Horários</td><td>TPc</td><td>TPp</td><td>TWp</td><td>TWc</td><td>TWvn</td><td>TWsv</td><td>TWrc</td><td>TWri</td><td>Aplicação</td></tr>
<tr><td>URD_{MT}</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td></tr>
<tr><td>MT</td><td>4</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>Entregas ORD</td></tr>
<tr><td>BTE</td><td>4</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>X</td><td>-</td><td>-</td><td>Entregas ORD</td></tr>
<tr><td>BTN (3)</td><td>3</td><td>-</td><td>-</td><td>X</td><td>X</td><td colspan="2">X</td><td>-</td><td>-</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (2)</td><td>2</td><td>-</td><td>-</td><td colspan="2">X</td><td colspan="2">X</td><td>-</td><td>-</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
<tr><td>BTN (1)</td><td>1</td><td>-</td><td>-</td><td colspan="4">X</td><td>-</td><td>-</td><td>Entregas ORD, Fornecimentos CUR</td></tr>
</table>

Legenda:

URD_{MT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2) Tarifas de BTN bi-horárias

(1) Tarifas de BTN simples

TPc Preço da potência contratada

TPp Preço da potência em horas de ponta

TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
TWrc	Preço da energia reactiva capacitiva
TWri	Preço da energia reactiva fornecida
CUR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

Artigo 67.º

Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

1 - A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT é estabelecida no Artigo 62.º.

2 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN aplicam-se as seguintes disposições:

a) Os preços da potência em horas de ponta são convertidos em preços de energia activa nos períodos horários de:

i) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois e três períodos horários.

ii) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

b) Os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 24.

3 - Nas entregas a clientes da opção tarifária de BTN simples os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

Artigo 68.º

Potência em horas de ponta, potência contratada, energia activa e energia reactiva a facturar

A potência em horas de ponta, a potência contratada, a energia activa e a energia reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Secção XII

Tarifas de Comercialização

Artigo 69.º

Objecto

A presente Secção estabelece as tarifas de Comercialização, a aplicar aos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso, que devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Comercialização.

Artigo 70.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Comercialização são diferenciadas por nível de tensão e por tipo de fornecimento em BT, sendo definidas três tarifas:

a) Tarifa transitória de Comercialização em MAT, AT e MT.

b) Tarifa transitória de Comercialização em BTE.

c) Tarifa de Comercialização em BTN.

2 - As tarifas de Comercialização são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.

b) Preços da energia activa, definidos em Euros por kWh.

3 - Os preços da energia activa não são discriminados por período tarifário.

Secção XIII

Tarifa Social aplicável a clientes economicamente vulneráveis

Artigo 71.º

Tarifa de Acesso às Redes Social aplicável a clientes economicamente vulneráveis

1 - Nos termos da legislação aplicável, estabelecem-se preços da tarifa de Acesso às Redes Social aplicáveis às entregas em BTN a clientes economicamente vulneráveis com potência contratada inferior ou igual a 4,6 kVA.

2 - A tarifa de Acesso às Redes Social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em baixa tensão normal, nos termos da legislação aplicável e considerando a protecção dos clientes economicamente vulneráveis face às variações das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN e a transmissão aos clientes de sinais preço que promovam a utilização racional da energia eléctrica.

Artigo 72.º

Tarifa de Venda a Clientes Finais Social dos comercializadores de último recurso aplicável a clientes economicamente vulneráveis

1 - Nos termos da legislação aplicável, estabelecem-se preços da tarifa de Venda a Clientes Finais Social a aplicar pelos comercializadores de último recurso em Portugal continental, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM aos clientes economicamente vulneráveis com potência contratada inferior ou igual a 4,6 kVA.

2 - O desconto aplicável às opções da tarifa de Venda a Clientes Finais Social coincide com o desconto calculado para a tarifa de Acesso às Redes Social, nos termos do Artigo 71.º.

3 - As opções da tarifa de Venda a Clientes Finais Social, definida nos termos da legislação aplicável, não estão abrangidas pelo mecanismo de convergência para tarifas aditivas, definido no Artigo 128.º, nem pelos mecanismos de convergência das tarifas da RAA e da RAM para as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, definidos no Artigo 131.º e no Artigo 134.º, respectivamente.

Capítulo IV

Proveitos das actividades reguladas

Secção I

Proveitos do Agente Comercial

Artigo 73.º

Proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t}=\tilde{S}CAE_{CVEE,t}+\tilde{C}f_{CVEE,t}-\Delta\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t-1}-\Delta R^{AC}_{CVEE,t-2} \qquad (1)$$

em que:

$\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano t

$\tilde{S}CAE_{CVEE,t}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com contratos de aquisição de energia eléctrica, previsto para o ano t
$\tilde{C}f_{CVEE,t}$	Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano t
$\Delta\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t-1}$	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano t-1 a incorporar no ano t
$\Delta R^{AC}_{CVEE,t-2}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - O diferencial de custo $\left(\tilde{S}CAE_{CVEE,t}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{S}CAE_{CVEE,t}=\tilde{C}CAE_{CVEE,t}+\tilde{O}CAE_{CVEE,t}-\tilde{P}CAE_{CVEE,t} \qquad (2)$$

em que:

$\tilde{C}CAE_{CVEE,t}$	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com contratos de aquisição de energia eléctrica, previsto para o ano t
$\tilde{O}CAE_{CVEE,t}$	Outros custos, designadamente, custos com pagamentos da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores, previstos para o ano t
$\tilde{P}CAE_{CVEE,t}$	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com contratos de aquisição de energia eléctrica, previsto para o ano t, nomeadamente através de leilões de capacidade virtual, mercados organizados e celebração de contratos bilaterais, de acordo com a legislação em vigor.

3 - Os custos de funcionamento $\left(\tilde{C}f_{CVEE,t}\right)$ são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}f_{CVEE,t}=\tilde{C}_{CVEE,t}+\tilde{A}m_{CVEE,t}+\tilde{A}ct_{CVEE,t}\times\frac{r_{CVEE,t}}{100} \qquad (3)$$

em que:

$\tilde{C}_{CVEE,t}$	Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano t
$\tilde{A}m_{CVEE,t}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano t
$\tilde{A}ct_{CVEE,t}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_{CVEE,t}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem.

4 - Os custos de exploração incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos e pessoal.

5 - O ajustamento $\left(\Delta\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t-1}\right)$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t-1}=\left[\tilde{R}r^{AC}_{CVEE,t-1}-\left(\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t-1}+\tilde{I}_{CVEE,t-1}+\tilde{C}O_{2\ CVEE,t-1}\right)\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (4)$$

em que:

$\tilde{R}r^{AC}_{CVEE,t-1}$ Proveitos a recuperar da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano t-1

$\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t-1}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos no ano t-1, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (1), excluindo a parcela dos custos de funcionamento

$\tilde{I}_{CVEE,t-1}$ Proveitos decorrentes da partilha de benefícios obtidos com a optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica, nos termos definidos na Secção XI do presente capítulo, estimados para o ano t-1

$\tilde{C}O_{2\ CVEE,t-1}$ Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO_2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, nos termos definidos na Secção XII do presente capítulo, estimados para o ano t-1

i^E_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

6 - O ajustamento $\left(\Delta R^{AC}_{CVEE,t-2}\right)$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta R^{AC}_{CVEE,t-2}=\left\{\left[Rf^{AC}_{CVEE,t-2}-\left(R^{AC}_{CVEE,t-2}+I_{CVEE,t-2}+CO_{2\ CVEE,t-2}\right)\right]\times\left(1+\frac{i^E_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)-\Delta\tilde{R}^{AC}_{CVEE,prov}\right\}\times\left(1+\frac{i^E_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (5)$$

em que:

$Rf^{AC}_{CVEE,t-2}$ Proveitos obtidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, transferidos da actividade de Gestão Global do Sistema, no ano t-2

$R^{AC}_{CVEE,t-2}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano t-2, determinados com base nos valores reais calculados pela expressão (1), excluindo a parcela dos custos de funcionamento

$I_{CVEE,t-2}$ Proveitos decorrentes da partilha de benefícios obtidos com a optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica, nos termos definidos na Secção XI do presente capítulo, no ano t-2

$CO_{2\ CVEE,t-2}$ Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO_2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, nos termos definidos na Secção XII do presente capítulo, no ano t-2

i^E_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta\tilde{R}^{AC}_{CVEE,prov}$ Valor do ajustamento provisório calculado no ano t-2 de acordo com o n.º 5 -, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t-1}\right)$

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção II

Proveitos do operador da rede de transporte em Portugal continental

Artigo 74.º

Proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema

Os proveitos permitidos da actividade de Gestão Global do Sistema, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{UGS,t}=\tilde{R}^{T}_{GS,t}+\tilde{R}^{T}_{Pol,t}+\tilde{R}^{T}_{GP,t}-\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t} \quad (6)$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{UGS,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Gestão Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{T}_{GS,t}$ Custos de gestão do sistema, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 75.º

$\tilde{R}^{T}_{Pol,t}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 76.º

$\tilde{R}^{T}_{GP,t}$ Custos com o mecanismo de garantia de potência, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 78.º

$\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 73.º.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

Artigo 75.º

Custos de gestão do sistema

1 - Os custos de gestão do sistema, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{GS,t}=CE_{GS,t}+\tilde{C}C_{GS,t}+\tilde{C}S_{GS,t}+\tilde{I}tr_{GS,t}-\Delta R^{T}_{GS,t-2} \quad (7)$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{GS,t}$ Custos de gestão do sistema, previstos para o ano t

$CE_{GS,t}$ Custos de exploração (exclui amortizações) afectos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, aceites para o ano t

$\tilde{C}C_{GS,t}$ Custos com capital afectos à gestão do sistema, previstos para o ano t

$\tilde{C}S_{GS,t}$ Custos excepcionais com serviços de sistema contratados de forma bilateral, previstos para o ano t

$\tilde{I}tr_{GS,t}$ Encargos com contratos de interruptibilidade, previstos para o ano t

$\Delta R^{T}_{GS,t-2}$ Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

2 - Os custos de exploração incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

3 - Os custos com capital $\left(\tilde{C}C_{GS,t}\right)$ são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\mathbf{\tilde{C}C_{GS,t}=\tilde{A}m_{GS,t}+\tilde{A}ct_{GS,t}\times\frac{r_{GS,t}}{100}} \qquad (8)$$

em que:

$\tilde{A}m_{GS,t}$ Amortizações dos activos fixos afectos à gestão do sistema, previstos para o ano t

$\tilde{A}ct_{GS,t}$ Valor médio dos activos fixos afectos à gestão do sistema, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{GS,t}$ Taxa de remuneração do activo fixo afecto à gestão do sistema, fixada para o período de regulação, em percentagem.

4 - Os encargos com contratos de interruptibilidade $\left(\tilde{I}tr_{GS,t}\right)$ são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\tilde{I}tr_{GS,t}=\tilde{I}tr_{I,t}+\tilde{I}tr_{II,t-1}\times\frac{\left(1+r_{Itr,II}\right)}{100} \qquad (9)$$

em que:

$\tilde{I}tr_{I,t}$ Encargos com contratos de interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho, e da Portaria n.º 1308/2010, de 23 de Dezembro, previstos para o ano t.

$\tilde{I}tr_{II,t-1}$ Encargos com contratos de interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 1 309/2010, de 23 de Dezembro, alterada pela Portaria n.º 117/2011, de 25 de Março, estimados para o ano t-1.

$r_{Itr,II}$ Taxa a determinar pela ERSE relativa a encargos financeiros associada aos pagamentos de contratos de interruptibilidade enquadrados pela Portaria n.º 1 309/2010, em percentagem.

5 - O ajustamento $\left(\Delta R^{T}_{GS,t-2}\right)$ previsto na expressão (7) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\mathbf{\Delta R^{T}_{GS,t-2}=\left[Rf^{T}_{UGS1,t-2}-\left(R^{T}_{GS,t-2}-RP^{T}_{GS,t-2}\right)\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right)} \qquad (10)$$

em que:

$Rf^{T}_{UGS1,t-2}$ Valor facturado por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t-2

$R^{T}_{GS,t-2}$ Custo de gestão do sistema calculados em t-1 de acordo com a expressão (7), com base nos valores verificados em t-2

$RP^{T}_{GS,t-2}$ Proveitos com penalizações aplicadas a agentes de mercado, no ano t-2, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema

i^{E}_{t-2}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	*Spread* no ano t-2, em pontos percentuais
i^{E}_{t-1}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1
δ_{t-1}	*Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 76.º

Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral

1 - Os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{Pol,t}=\tilde{R}AA_{Pol,t}+\tilde{R}AM_{Pol,t}-\Delta\tilde{R}A^{T}_{Pol,t-1}+\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t}+\tilde{T}er_{Pol,t}+\tilde{R}EG_{GS,t}+AdC_{Pol,t}+\tilde{C}GPPDA_{Pol,t}+ +\tilde{O}C_{Pol,t}+\tilde{E}C_{Pol,t}+\tilde{E}O_{Pol,t}-\Delta R^{T}_{Pol,t-2} \qquad (11)$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{Pol,t}$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t
$\tilde{R}AA_{Pol,t}$	Custo com a convergência tarifária da RAA, previsto para o ano t
$\tilde{R}AM_{Pol,t}$	Custo com a convergência tarifária da RAM, previsto para o ano t
$\Delta\tilde{R}A^{T}_{Pol,t-1}$	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte em Portugal continental do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, pago durante o ano t-1
$\tilde{R}^{AC}_{CVEE,t}$	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 73.º
$\tilde{T}er_{Pol,t}$	Parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico, prevista para o ano t
$\tilde{R}EG_{GS,t}$	Custos com a ERSE previstos para o ano t
$AdC_{Pol,t}$	Transferências para a Autoridade da Concorrência, no ano t
$\tilde{C}GPPDA_{Pol,t}$	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE para o ano t, de acordo com a Secção VII do presente capítulo
$\tilde{O}C_{Pol,t}$	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t
$\tilde{E}C_{Pol,t}$	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, previstos para o ano t, aprovados pela ERSE de acordo com a Secção X do presente capítulo
$\tilde{E}O_{Pol,t}$	Custos com a concessionária da Zona Piloto, no ano t
$\Delta R^{T}_{Pol,t-2}$	Ajustamento no ano t, dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

2 - O custo com a convergência tarifária da RAA $\left(\tilde{R}AA_{Pol,t}\right)$ é dado pela expressão:

$$\tilde{\mathbf{R}}\mathbf{AA}_{\mathbf{Pol,t}}=\tilde{\mathbf{S}}\mathbf{A}_{\mathbf{t}}^{\mathbf{AGS}}+\tilde{\mathbf{S}}\mathbf{A}_{\mathbf{t}}^{\mathbf{D}}+\tilde{\mathbf{S}}\mathbf{A}_{\mathbf{t}}^{\mathbf{C}}+\mathbf{RAA}_{\mathbf{0607,\ Pol,t}} \qquad (12)$$

em que:

$\tilde{S}A_t^{AGS}$ Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, calculado de acordo com a expressão (88) do Artigo 97.º, previsto para o ano t

$\tilde{S}A_t^{D}$ Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, calculado de acordo com a expressão (89) do Artigo 97.º, previsto para o ano t

$\tilde{S}A_t^{C}$ Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA, calculado de acordo a expressão (90) do Artigo 97.º, previsto para o ano t

$RAA_{0607,\ Pol,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAA referentes aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculados de acordo com o Artigo 98.º.

3 - O custo com a convergência tarifária da RAM $\left(\tilde{R}AM_{Pol,t}\right)$ é dado pela expressão:

$$\tilde{\mathbf{R}}\mathbf{AM}_{\mathbf{Pol,t}}=\tilde{\mathbf{S}}\mathbf{M}_{\mathbf{t}}^{\mathbf{AGS}}+\tilde{\mathbf{S}}\mathbf{M}_{\mathbf{t}}^{\mathbf{D}}+\tilde{\mathbf{S}}\mathbf{M}_{\mathbf{t}}^{\mathbf{C}}+\mathbf{RAM}_{\mathbf{0607,\ Pol,t}} \qquad (13)$$

em que:

$\tilde{S}M_t^{AGS}$ Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, calculado de acordo com a expressão (105) do Artigo 104.º, previsto para o ano t

$\tilde{S}M_t^{D}$ Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, calculado de acordo com a expressão (106) do Artigo 104.º, previsto para o ano t

$\tilde{S}M_t^{C}$ Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM, calculado de acordo com a expressão (107) do Artigo 104.º, previsto para o ano t

$RAM_{0607,\ Pol,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAM referentes aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculados de acordo com o Artigo 105.º.

4 - O valor previsto do desvio $\left(\Delta\tilde{R}A_{Pol,t-1}^{T}\right)$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{\mathbf{R}}\mathbf{A}_{\mathbf{Pol,t-1}}^{\mathbf{T}}=\left[\left(\frac{\tilde{\mathbf{R}}\mathbf{AA}_{\mathbf{Pol,t-1}}+\tilde{\mathbf{R}}\mathbf{AM}_{\mathbf{Pol,t-1}}}{\tilde{\mathbf{R}}_{\mathbf{Pol,t-1}}^{\mathbf{T}}}\right)\times\tilde{\mathbf{R}}\mathbf{fW}_{\mathbf{UGS\ 2,t-1}}^{\mathbf{T}}-\tilde{\mathbf{R}}\mathbf{AA}_{\mathbf{Pol,t-1}}-\tilde{\mathbf{R}}\mathbf{AM}_{\mathbf{Pol,t-1}}\right]\times\left(1+\frac{\mathbf{i}_{\mathbf{t-1}}^{\mathbf{E}}+\boldsymbol{\delta}_{\mathbf{t-1}}}{\mathbf{100}}\right) \qquad (14)$$

em que:

$\tilde{R}AA_{Pol,t-1}$ Custo com a convergência tarifária da RAA, previsto no ano t-2 para as tarifas de t-1 e que foi pago pelo operador da rede de transporte em Portugal continental durante o ano t-1

$\tilde{R}AM_{Pol,t-1}$ Custo com a convergência tarifária da RAM, previsto no ano t-2 para as tarifas de t-1 e que foi pago pelo operador da rede de transporte em Portugal continental durante o ano t-1

$\tilde{R}_{Pol,t-1}^{T}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos no ano t-2, para as tarifas de t-1

$\tilde{R}fW_{UGS\ 2,t-1}^{T}$ Valor previsto dos proveitos facturados por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t-1

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

5 - A parcela associada aos terrenos $\left(\widetilde{Ter}_{Pol,t}\right)$ é dada pela expressão:

$$\widetilde{\mathbf{Ter}}_{\mathbf{Pol,t}}=\widetilde{\mathbf{Ter}}_{\mathbf{Pol\ DPH,t}}+\widetilde{\mathbf{Ter}}_{\mathbf{Pol\ ZPH,t}} \quad (15)$$

em que:

$\widetilde{Ter}_{Pol\ DPH,t}$ Parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico, prevista para o ano t

$\widetilde{Ter}_{Pol\ ZPH,t}$ Amortizações dos terrenos afectos à zona de protecção hídrica, previstas para o ano t.

a) A parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico $\left(\widetilde{Ter}_{Pol\ DPH,t}\right)$ é dada pela expressão:

$$\widetilde{\mathbf{Ter}}_{\mathbf{Pol\ DPH,t}}=\widetilde{\mathbf{Am}}^{\mathbf{Ter}}_{\mathbf{PolDPH,t}}+\widetilde{\mathbf{Act}}^{\mathbf{Ter}}_{\mathbf{PolDPH,t}}\times\frac{\mathbf{r}^{\mathbf{Ter}}_{\mathbf{Pol,t}}}{\mathbf{100}} \quad (16)$$

em que:

$\widetilde{Am}^{Ter}_{PolDPH,t}$ Amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, previstas para o ano t

$\widetilde{Act}^{Ter}_{PolDPH,t}$ Valor médio dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r^{Ter}_{Pol,t}$ Taxa *swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no 1.º dia de cada período, divulgada pela Reuters, acrescida de 50 *basis points*.

6 - Os custos com a ERSE afectos ao sector eléctrico não incluem transferências para a Autoridade da Concorrência.

7 - Os custos com a concessionária da Zona Piloto $\left(\widetilde{EO}_{Pol,t}\right)$ são determinados pela seguinte expressão:

$$\widetilde{EO}_{Pol,\ t}=\widetilde{Am}_{EO,t-1}+\widetilde{Act}_{EO,t-1}\times\frac{r_{EO,t-1}}{100}+\widetilde{CE}_{EO,t-1}-S_{EO,t-2} \quad (17)$$

em que:

$\widetilde{Am}_{EO,t-1}$ Amortização dos activos fixos, líquidos das amortizações do imobilizado comparticipado, afectos à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, no ano t-1

$\widetilde{Act}_{EO,t-1}$ Valor médio dos activos fixos afectos à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, líquidos das amortizações e comparticipações, no ano t-1

$r_{EO,t-1}$ Taxa de remuneração do activo fixo afecto à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, líquidas de amortizações e comparticipações, fixada para o período de regulação, em percentagem

$\widetilde{CE}_{EO,t-1}$ Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, no ano t-1

$S_{EO,t-2}$ Receitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22.ª do Contrato de Concessão, no ano t-2.

8 - O ajustamento $\left(\Delta R^{T}_{Pol,t-2}\right)$ previsto na expressão (11) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta\mathbf{R}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{Pol,t-2}}=\left[\left(\mathbf{RfW}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{UGS2,t-2}}-\mathbf{R}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{Pol,t-2}}\right)\times\left(1+\frac{\mathbf{i}^{\mathbf{E}}_{\mathbf{t-2}}+\boldsymbol{\delta}_{\mathbf{t-2}}}{\mathbf{100}}\right)-\Delta\mathbf{RA}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{Pol,prov}}\right]\times\left(1+\frac{\mathbf{i}^{\mathbf{E}}_{\mathbf{t-1}}+\boldsymbol{\delta}_{\mathbf{t-1}}}{\mathbf{100}}\right) \quad (18)$$

em que:

$RfW^{T}_{UGS2,t-2}$ Valor facturado, no ano t-2, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

$R^{T}_{Pol,t-2}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, calculados em t-1 de acordo com a expressão (11), com base nos valores verificados em t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta RA^{T}_{Pol,prov}$ Valor do ajustamento provisório calculado no ano t-2 de acordo com o n.º 4 -incluído nos proveitos permitidos do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{R}A^{T}_{Pol,t-1}\right)$

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 77.º

Facturação mensal dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual

Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a facturar pelo operador da rede de transporte, relativos aos CMEC são calculados de acordo com o Artigo 121.º.

Artigo 78.º

Custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência

1 - Os custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência são calculados nos termos da Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto, publicada ao abrigo do artigo 33.ºA do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho.

2 - Os custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{GP,t}=\tilde{M}GP_{GP,t}-\Delta R^{T}_{GP,t-2} \qquad (19)$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{GP,t}$ Custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, previstos para o ano t

$\tilde{M}GP_{GP,t}$ Custo com os pagamentos de garantia de potência aos centros electroprodutores, previsto para o ano t

$\Delta R^{T}_{GP,t-2}$ Ajustamento no ano t, dos custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

3 - O ajustamento $\left(\Delta R^{T}_{GP,t-2}\right)$ previsto no número anterior é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R^{T}_{GP,t-2}=\left(Rf^{T}_{UGS3,t-2}-R^{T}_{GP,t-2}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (20)$$

em que:

$Rf^{T}_{UGS3,t-2}$ Valor facturado, no ano t-2, por aplicação dos preços de energia da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema

$R^{T}_{GP,t-2}$ Custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, calculados em t-1 de acordo com o número anterior, com base nos valores verificados em t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Este ajustamento não se aplica no primeiro ano de implementação do Regulamento Tarifário.

Artigo 79.º

Proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{URT,t}=\tilde{C}E_{URT,t}+\tilde{C}Sub_{URT,t}+\tilde{C}C_{URT,t}+Ime_{URT,t}+\tilde{T}SO_{URT,t}+\tilde{A}mb_{URT,t}+Z_{URT,t-1}\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right)-\Delta R^{T}_{URT,t-2} \qquad (21)$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{URT,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstos para o ano t

$\tilde{C}E_{URT,t}$ Custos de exploração afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstos para o ano t

$\tilde{C}Sub_{URT,t}$ Custos previamente aprovados pela ERSE associados com a captação e gestão de subsídios comunitários, nomeadamente custos com pessoal e FSE directamente decorrentes destas actividades

$\tilde{C}C_{URT,t}$ Custos com capital afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstos para o ano t

$Ime_{URT,t}$ Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, no ano t

$\tilde{T}SO_{URT,t}$ Valor da compensação entre operadores das redes de transporte, previsto para o ano t

$\tilde{A}mb_{URT,t}$ Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano da Promoção do Desempenho Ambiental", previstos para o ano t, conforme estabelecido na Secção VII do presente capítulo

$Z_{URT,t-1}$ Custos previstos para o ano t-1, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} — *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$\Delta R^{T}_{URT,t-2}$ — Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - Os custos de exploração $\left(\tilde{C}E_{URT,t}\right)$ são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}E_{URT,t}=\begin{cases} CE_{URT,1} & \text{para } t=1 \\ CE_{URT,t-1}\times\left(1+\frac{IPIB_{t-1}-X_{URT,t}}{100}\right)+ \\ +\left(CIr_{URT}\times\left(1+\frac{IPIB_{t-1}-X_{I,URT,t}}{100}\right)\times\Delta\tilde{k}m_{URT,t-1}\right)+\left(CIs_{URT}\times\left(1+\frac{IPIB_{t-1}-X_{I,URT,t}}{100}\right)\times\Delta\tilde{p}_{URT,t-1}\right) & \text{para } t=2,3 \end{cases} \quad (22)$$

em que:

$CE_{URT,1}$ — Custos de exploração aceite para o primeiro ano do período de regulação

CIr_{URT} — Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para o período de regulação

$\Delta\tilde{k}m_{URT,t-1}$ — Variação da extensão de rede, em quilómetros, para o ano t, com base nos valores estimados para o ano t-1

CIs_{URT} — Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite para o período de regulação

$\Delta\tilde{p}_{URT,t-1}$ — Variação do número de painéis de subestações, para o ano t, com base nos valores estimados para o ano t-1

$IPIB_{t-1}$ — Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE

$X_{URT,t}$ — Factor de eficiência a aplicar aos custos de exploração, no ano t

$X_{I,URT,t}$ — Factor de eficiência a aplicar aos custos incrementais associados à extensão da rede de transporte e aos painéis de subestações, no ano t.

3 - Os custos associados com a captação e gestão de subsídios comunitários $\left(\tilde{C}Sub_{URT,t}\right)$ incluindo designadamente custos com pessoal e custos com fornecimentos e serviços externos.

4 - Os custos com capital $\left(\tilde{C}C_{URT,t}\right)$ são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\tilde{C}C_{URT,t}=\tilde{C}C_{CA,URT,t}+\tilde{C}C_{CREF,URT,t}$$

$$\tilde{C}C_{CA,URT,t}=\tilde{A}m_{CA,URT,t}+\tilde{A}ct_{CA,URT,t}\times\frac{r_{CA,URT,t}}{100}$$

$$\tilde{C}C_{CREF,URT,t}=\tilde{A}m_{CREF,URT,t}+\tilde{A}ct_{CREF,URT,t}\times\frac{r_{CREF,URT,t}}{100} \quad \textbf{(23)}$$

em que:

$\tilde{C}C_{CA,URT,t}$ — Custo com capital referente a activos fixos, calculados com base em custos reais, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica previsto para o ano t

$\widetilde{C}C_{CREF,URT,t}$ Custo com capital referente a activos corpóreos, calculados com base em custos de referência, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica previsto para o ano t

$\widetilde{A}m_{CA,URT,t}$ Amortizações dos activos fixos, calculados com base em custos reais, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstas para o ano t

$\widetilde{A}ct_{CA,URT,t}$ Valor médio dos activos fixos, calculados com base em custos reais, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{CA,URT,t}$ Taxa de remuneração dos activos fixos, calculados com base em custos reais, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem

$\widetilde{A}m_{CREF,URT,t}$ Amortizações dos activos corpóreos, calculados com base em custos de referência, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstas para o ano t

$\widetilde{A}ct_{CREF,URT,t}$ Valor médio dos activos corpóreos calculados com base em custos de referência, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{CREF,URT,t}$ Taxa de remuneração dos activos corpóreos calculados com base em custos de referência, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem.

a) A parcela $\left(\widetilde{C}C_{CREF,URT,t}\right)$ só terá aplicação quando forem definidos pela ERSE os custos de referência a utilizar para cálculo dos custos aceites com novos investimentos.

b) Os custos de referência referidos na alínea anterior são custos eficientes a determinar na sequência de uma avaliação conjunta dos investimentos efectuados pelo operador da rede de transporte em confronto com as melhores práticas de outros operadores congéneres europeus, a publicar em norma complementar a este regulamento pela ERSE.

5 - O incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil $\left(Ime_{URT,t}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$Ime_{URT,t}=\alpha_t\times\sum_i\left[\frac{CI_i}{VU_i}\times\left(1+0,5\times\frac{r_{Ime,\,URT,t}}{100}\right)\right] \qquad (24)$$

em que:

α_t Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, no ano t

CI_i Custo de investimento aceite para efeitos de regulação do equipamento i

VU_i Número de anos de vida útil do equipamento i

$r_{Ime,\,URT,t}$ Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração, fixada para o período de regulação, em percentagem.

6 - O ajustamento $\left(\Delta R^{T}_{URT,t-2}\right)$ previsto na expressão (21) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\mathbf{\Delta R^{T}_{URT,t-2}=\left(Rf^{T}_{URT,t-2}-R^{T}_{URT,t-2}+GCI_{URT,t-2}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right)-Idr_{URT,t-2}} \qquad \mathbf{(25)}$$

em que:

$Rf^{T}_{URT,t-2}$ Proveitos facturados da actividade de Transporte de Energia Eléctrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t-2

$R^{T}_{URT,t-2}$ Proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica calculados em t-1, de acordo com a expressão (21), com base nos valores verificados em t-2

$GCI_{URT,t-2}$ Proveito proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha, no ano t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$Idr_{URT,t-2}$ Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2, de acordo com a Secção XIII do presente capítulo.

7 - O proveito $(GCI_{URT,t-2})$ corresponde ao saldo remanescente da aplicação das receitas associadas ao Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha nas seguintes rubricas, previstas no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações:

a) Compensação económica aos agentes de mercado detentores dos direitos físicos da capacidade libertada para o mercado diário.

b) Compensação económica ao sistema eléctrico importador pela energia não exportada em consequência da redução da capacidade de interligação.

c) Cobertura de custos associados a acções coordenadas de balanço e acções de redespacho.

d) Investimentos na rede de transporte destinados a manter ou reforçar a capacidade de interligação.

Secção III
Proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental

Artigo 80.º
Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

Os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{CVAT,t}=\tilde{R}^{D}_{UGS,t}+\tilde{R}^{D}_{URT,t} \qquad (26)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{CVAT,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{D}_{UGS,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (27) do Artigo 81.º

$\widetilde{R}^{D}_{URT,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (42) do Artigo 84.º.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

Artigo 81.º

Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

1 - Os proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes são obtidos de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{\mathbf{R}}^{\mathbf{D}}_{\mathbf{UGS,t}}=\widetilde{\mathbf{R}}^{\mathbf{D}}_{\mathbf{UGS1,t}}+\widetilde{\mathbf{R}}^{\mathbf{D}}_{\mathbf{UGS2,t}}+\widetilde{\mathbf{R}}^{\mathbf{D}}_{\mathbf{UGS3,t}}+\widetilde{\mathbf{R}}^{\mathbf{D}}_{\mathbf{UGS4,t}} \quad (27)$$

em que:

$\widetilde{R}^{D}_{UGS,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, previstos para o ano t

$\widetilde{R}^{D}_{UGS1,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\widetilde{R}^{D}_{UGS2,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\widetilde{R}^{D}_{UGS3,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t.

$\widetilde{R}^{D}_{UGS4,t}$ Montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores decorrente da aplicação da tarifa social, previsto para o ano t, calculado de acordo com o Artigo 82.º.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\widetilde{\mathbf{R}}^{\mathbf{D}}_{\mathbf{UGS1,t}}=\widetilde{\mathbf{R}}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{GS,t}}-\Delta^{\mathbf{D}}_{\mathbf{UGS1,t-2}} \quad (28)$$

em que:

$\widetilde{R}^{T}_{GS,t}$ Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental para o ano t, decorrentes da gestão do sistema, calculados de acordo com a expressão (7) do Artigo 75.º

$\Delta^{D}_{UGS1,t-2}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

3 - O ajustamento $\left(\Delta^{D}_{UGS1,t-2}\right)$ é dado pela expressão:

$$\Delta^{\mathbf{D}}_{\mathbf{UGS1,\,t-2}}=\left[\mathbf{Rf}^{\mathbf{D}}_{\mathbf{UGS1,t-2}}-\left(\mathbf{Rf}^{\mathbf{T}}_{\mathbf{UGS1,t-2}}-\Delta^{\mathbf{D}}_{\mathbf{UGS1,\,t-4}}\right)\right]\times\left(1+\frac{\mathbf{i}^{\mathbf{E}}_{\mathbf{t-2}}+\boldsymbol{\delta}_{\mathbf{t-2}}}{\mathbf{100}}\right)\times\left(1+\frac{\mathbf{i}^{\mathbf{E}}_{\mathbf{t-1}}+\boldsymbol{\delta}_{\mathbf{t-1}}}{\mathbf{100}}\right) \quad (29)$$

em que:

$Rf^{D}_{UGS1,t-2}$ Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$Rf^{T}_{UGS1,t-2}$ Proveitos facturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador

$\Delta^{D}_{UGS1,\,t-4}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

4 - Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\mathbf{\tilde{R}^{D}_{UGS2,t}=\tilde{R}W^{D}_{UGS2,t}+\tilde{R}P^{D}_{UGS2,t}} \qquad (30)$$

em que:

$\tilde{R}W^{D}_{UGS2,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{R}P^{D}_{UGS2,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t definidos de acordo com o Artigo 83.º.

5 - Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}W^{D}_{UGS2,t}=\tilde{R}W^{D}_{UGS2A,t}+\tilde{R}W^{D}_{UGS2B,t} \qquad (31)$$

$$\tilde{R}W^{D}_{UGS2A,t}=\tilde{R}^{T}_{Pol,t}+\tilde{S}PRE^{PRE1}_{CVPRE,t}+\tilde{S}PRE^{PRE2}_{CVPRE,t}+DT^{D}_{06\ Pol,t}+DT^{D}_{07\ Pol,t}-\Delta W^{D}_{UGS2,t-2} \qquad (32)$$

$$\tilde{R}W^{D}_{UGS2B,t}=+Est_{Pol,t}+Ext^{TVCF}_{CUR,\,t}S^{TVCF}_{CUR,\,t}-\tilde{P}CVEE_{t} \qquad (33)$$

em que:

$\tilde{R}W^{D}_{UGS2A,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental com os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{R}W^{D}_{UGS2B,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no âmbito das medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{T}_{Pol,t}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (11) do Artigo 76.º

$\tilde{S}PRE^{PRE1}_{CVPRE,t}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, a ser transferido para o comercializador de último recurso, previsto para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 87.º

$\tilde{S}PRE^{PRE2}_{CVPRE,t}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, a ser transferido para o comercializador de último recurso, previsto para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 87.º

$DT^{D}_{06\ Pol,t}$ Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano t

$DT^{D}_{07\ Pol,t}$ Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano t

$\Delta W^{D}_{UGS2,t-2}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

$Est_{Pol,t}$ Valor a repercutir nas tarifas, no ano t, resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária

$Ext^{TVCF}_{CUR,\ t}$ Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE, previsto para o ano t, calculado de acordo com o Artigo 90.º a repercutir nos respectivos níveis de tensão

$S^{TVCF}_{CUR,\ t}$ Sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes em MAT, AT, MT e BTE, previsto para o ano t calculado de acordo com o Artigo 91.º a repercutir nos respectivos níveis de tensão.

$\tilde{P}CVEE_{t}$ Proveitos decorrentes da partilha de risco entre o CUR e os comercializadores em regime de mercado, de acordo com o definido no Artigo 88.º, previsto para o ano t

6 - Os montantes dos défices tarifários referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros calculados à taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de cada ano, acrescida de meio ponto percentual, $\left(DT^{D}_{06\ Pol,t} \text{ e } DT^{D}_{07\ Pol,t}\right)$, serão recuperados em 10 anuidades, separadamente para 2006 e 2007, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

7 - Para cada ano t do período de recuperação, o valor da anuidade corresponde ao termo de uma renda de prestações constantes, de capital e encargos financeiros, calculada até final do referido período.

8 - Para cada ano t do período de recuperação, o valor da anuidade referida no número anterior, será recalculada com base na taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano em que ocorre a fixação das tarifas de energia eléctrica (t-1), acrescida de meio ponto percentual.

9 - O valor a repercutir nas tarifas, no ano t, resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária é dado pela seguinte expressão:

$$Est_{Pol,t}=-C^{Sust}_{CVEE,t}+Est^{E}_{t}+Est^{CIEG}_{Pol,t} \qquad (34)$$

em que:

$C_{CVEE,t}^{Sust}$	Ajustamentos positivos ou negativos da actividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição, sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto
Est_t^E	Repercussão nas tarifas eléctricas dos custos ou proveitos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia eléctrica, ao longo de um período máximo de 15 anos, a estabelecer, mediante despacho do Ministro responsável pela área da energia, até 20 de Setembro de cada ano, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto
$Est_{Pol,t}^{CIEG}$	Repercussão nas tarifas dos custos diferidos de anos anteriores, decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, ao longo de um período máximo de 15 anos, a estabelecer, mediante despacho do Ministro responsável pela área da energia, até 20 de Setembro de cada ano, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.

10 - O ajustamento $\left(\Delta W_{UGS2,t-2}^{D}\right)$ é dado pela expressão:

$$\Delta W_{UGS2,t-2}^{D}=\left[RfW_{UGS2,\,t-2}^{D}-\begin{pmatrix}RfW_{UGS2,\,t-2}^{T}+SPRE_{CVEE,t-2}^{PRE1}+SPRE_{CVEE,t-2}^{PRE2}+DT_{06\,Pol,t-2}^{D}+DT_{07\,Pol,t-2}^{D}-\Delta W_{UGS2,t-4}^{D}\\+Est_{Pol,t-2}+Ext_{CUR,\,t-2}^{TVCF}+S_{CUR,\,t-2}^{TVCF}-PCVEE_{t-2}\end{pmatrix}\right]\times\left(1+\frac{i_{t-2}^{E}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i_{t-1}^{E}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (35)$$

em que:

$RfW_{UGS2,t-2}^{D}$	Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$RfW_{UGS2,t-2}^{T}$	Proveitos facturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador
$SPRE_{CVEE,t-2}^{PRE1}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, transferidos no ano t-2 para o comercializador de último recurso
$SPRE_{CVEE,t-2}^{PRE2}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, transferidos no ano t-2 para o comercializador de último recurso
$DT_{06\,Pol,t-2}^{D}$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano t-2
$DT_{07\,Pol,t-2}^{D}$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano t-2
$\Delta W_{UGS2,t-4}^{D}$	Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$Est_{Pol,t-2}$ Valor a repercutir nas tarifas, no ano t-2, resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano t-2

$Ext^{TVCF}_{CUR,\,t-2}$ Montante transferido no ano t-2 do diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE

$S^{TVCF}_{CUR,\,t-2}$ Sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes em MAT, AT, MT e BTE, transferido pelo comercializador de último recurso no ano t-2

$PCVEE_{t-2}$ Proveitos decorrentes da partilha de risco entre o CUR e os comercializadores em regime de mercado, de acordo com o definido no Artigo 88.º

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

11 - Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{UGS3,t}=\tilde{R}^{T}_{GP,t}-\Delta^{D}_{UGS3,t-2} \qquad (36)$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{GP,t}$ Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental para o ano t, decorrentes do mecanismo de garantia de potência, calculados de acordo com o Artigo 78.º

$\Delta^{D}_{UGS3,t-2}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

12 - O ajustamento $\left(\Delta^{D}_{UGS3,\,t-2}\right)$ é dado pela expressão:

$$\mathbf{\Delta^{D}_{UGS3,\,t-2}=\left[Rf^{D}_{UGS3,t-2}-\left(Rf^{T}_{UGS3,t-2}-\Delta^{D}_{UGS3,\,t-4}\right)\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right)} \qquad \mathbf{(37)}$$

em que:

$Rf^{D}_{UGS3,t-2}$ Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$Rf^{T}_{UGS3,t-2}$ Proveitos facturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador

$\Delta^{D}_{UGS3,\,t-4}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

O ajustamento $\left(\Delta^{D}_{UGS3,\,t-2}\right)$ não se aplica nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento.

Artigo 82.º

Custos com a aplicação da tarifa social

1 - O financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor, nos termos da legislação aplicável.

2 - Os custos referidos no número anterior são devidos à entidade concessionária da RNT, enquanto Operador do Sistema, sendo permitida a compensação entre estes montantes e aqueles que resultem de incentivos tarifários aos titulares dos centros electroprodutores, nomeadamente os incentivos referidos no Artigo 78.º deste Regulamento.

3 - O operador da rede de transporte transfere em prestações iguais e com periodicidade mensal para o operador da rede de distribuição o montante total recebido dos centros electroprodutores.

4 - O montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores decorrente da aplicação da tarifa social previsto para o ano t, é dado pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{UGS4,t}=\tilde{S}soc^{C}_{Pol,t}-\Delta^{D}_{UGS4,t-2} \qquad (38)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{UGS4,t}$ Montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores decorrente da aplicação da tarifa social, previsto para o ano t

$\tilde{S}soc^{C}_{Pol,t}$ Desconto decorrente da aplicação da tarifa social, previstos para o ano t

$\Delta^{D}_{UGS4,t-2}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

5 - o ajustamento $(\Delta^{D}_{UGS4,t-2})$ é dado pela expressão:

$$\Delta^{D}_{UGS4,t-2}=\left[Rt^{D}_{UGS4,t-2}-R^{D}_{UGS4,t-2}\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (39)$$

em que:

$Rt^{D}_{UGS4,t-2}$ Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social em t-2

$R^{D}_{UGS4,t-2}$ Desconto relativo à tarifa social efectivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2 acrescido dos ajustamentos de t-4

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Este ajustamento inclui o ajustamento referente aos custos incorridos pelo operador da rede de distribuição exclusivamente em BT com a aplicação da tarifa social.

Artigo 83.º

Custos para a manutenção do equilíbrio contratual

1 - Os custos para a manutenção do equilíbrio contratual, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\widetilde{RP}^{D}_{UGS2,t} = P_{CMEC,t} + \widetilde{P}A_{CMEC,t} + \widetilde{C}H_{Pol,t-1} \quad (40)$$

$$P_{CMEC,t} = PF_{CMEC,t} + PA_{CMEC,t} - CP_{CMEC,t} \quad (41)$$

em que:

$\widetilde{RP}^{D}_{UGS2,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$P_{CMEC,t}$ Parcela dos CMEC calculada de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, para o ano t

$\widetilde{P}A_{CMEC,t}$ Componente de alisamento dos CMEC, para o ano t

$\widetilde{C}H_{Pol,t-1}$ Diferencial de correcção de hidraulicidade estimado para o ano t-1

$PF_{CMEC,t}$ Parcela Fixa dos CMEC calculada de acordo com o estipulado nos Artigos 2.º e 3.º do anexo I, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, para o ano t

$PA_{CMEC,t}$ Parcela de Acerto dos CMEC calculada de acordo com o estipulado no Artigo 6.º do anexo I, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, para o ano t

$CP_{CMEC,t}$ Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte em Portugal continental, de acordo com o estipulado no n.º 6 do Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, para o ano t.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - Sem prejuízo do referido no número seguinte, a componente de alisamento dos CMEC corresponde a aplicação a partir de Janeiro do ano t da estimativa dos custos com os CMEC não constantes da parcela de Acerto e da parcela Fixa referentes ao ano t.

3 - Aquando da revisão da tarifa de UGS, nos termos definido no Artigo 11º, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, o saldo positivo ou negativo dos montantes recebidos ou pagos pelo ORD por aplicação da componente de alisamento, $(\tilde{P}A_{CMEC,t})$, é devolvido nos restantes meses do ano, sendo para o efeito recalculada a componente de alisamento dos CMEC.

4 - A componente de alisamento dos CMEC não tem qualquer implicação no cálculo e cobrança da parcela de Acerto definida no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, não implicando qualquer fluxo financeiro entre os produtores de energia eléctrica e a entidade concessionária da RNT.

5 - Os encargos ou proveitos financeiros associados ao saldo acumulado da conta de correcção de hidraulicidade são calculados com base na taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA.

Artigo 84.º

Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

1 - Os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{URT,t}=\tilde{R}^{T}_{URT,t}-\Delta R^{D}_{URT,t-2} \qquad (42)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{URT,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{T}_{URT,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (21) do Artigo 79.º

$\Delta R^{D}_{URT,t-2}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - O ajustamento $\left(\Delta R^{D}_{URT,t-2}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta^{D}_{URT,\,t-2}=\left[Rf^{D}_{URT,t-2}-\left(Rf^{T}_{URT,t-2}-\Delta^{D}_{URT,\,t-4}\right)\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (43)$$

em que:

$Rf^{D}_{URT,t-2}$ Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, no ano t-2 por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

$Rf^{T}_{URT,t-2}$ Proveitos facturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t-2 por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

$\Delta^{D}_{URT,\,t-4}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 85.º

Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{URD,t}=\sum_{j=1}^{2}\left(\begin{array}{c}\tilde{C}E_{URD,j,t}+\tilde{C}C_{URD,j,t}+\tilde{P}EF_{URD,j,t}+\\ \tilde{R}C_{URD,j,t}+\tilde{A}mb_{URD,j,t}+Z_{URD,j,t-1}\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right)-\Delta R^{D}_{URD,j,t-2}\end{array}\right) \quad (44)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{URD,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, previstos para o ano t

j Níveis de tensão j=1, para AT e MT e j=2, para BT

$\tilde{C}E_{URD,j,t}$ Custos de exploração, aceites pela ERSE, deduzidos dos proveitos afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica que não resultam da aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição, previstos para o ano t

$\tilde{C}C_{URD,j,t}$ Custos com capital afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, previstos para o ano t

$\tilde{P}EF_{URD,j,t}$ Custos com os planos de reestruturação de efectivos afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, aceites pela ERSE, por nível de tensão j, previstos para o ano t

$\tilde{R}C_{URD,j,t}$ Custo com rendas de concessão a pagar aos municípios, no nível de tensão j, previstos para o ano t

$\tilde{A}mb_{URD,j,t}$ Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE, de acordo com o “Plano da Promoção do Desempenho Ambiental”, previstos para o ano t, conforme estabelecido na Secção VII do presente capítulo

$Z_{URD,j,t-1}$ Custos previstos para o ano t-1, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$\Delta R^{D}_{URD,j,t-2}$ Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, no ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - Os custos de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para o ano t $(\widetilde{CE}_{URD,j,t})$, aceites pela ERSE, são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{CE}_{URD,j,t}=\begin{cases} FCE_{URD,j,t}+\sum_i VCE_{i_{URD,j,t}}\times\widetilde{DCE}_{i_{URD,j,t}} & t=1 \\ FCE_{URD,j,t-1}\times\left(1+\frac{IPIB_{t-1}-X_{FCE,RC}-X_{FCE,RI}}{100}\right) & \\ +\sum_i\left[VCE_{i_{URD,j,t-1}}\times\left(1+\frac{IPIB_{t-1}-X_{VCE,RC_{URD,i}}-X_{VCE,RI_{URD,i}}}{100}\right)\right]\times\widetilde{DCE}_{i_{URD,j,t}} & t=2,3 \end{cases} \quad (45)$$

em que:

t	Ano do período de regulação
j	Nível de tensão
i	Indutor de custo
$FCE_{URD,j,t}$	Componente fixa dos custos de exploração afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, no ano t
$VCE_{i_{URD,j,t}}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, no ano t
$\widetilde{DCE}_{i_{URD,j,t}}$	Valor previsto para o indutor de custos de exploração i afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no nível de tensão j , do ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano (t-1)), publicada pelo INE
$X_{FCE,RC}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no âmbito da rede convencional, em percentagem
$X_{FCE,RI}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no âmbito da rede inteligente, em percentagem
$X_{VCE,RC_{URD,i}}$	Parâmetro i associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no âmbito da rede convencional, em percentagem
$X_{VCE,RI_{URD,i}}$	Parâmetro i associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no âmbito da rede inteligente, em percentagem.

3 - Os custos com capital $(\widetilde{CC}_{URD,j,t})$ são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\widetilde{CC}_{URD,j,t}=\widetilde{CC}_{URD,RC,j,t}+\widetilde{CC}_{URD,RI,j,t}$$

$$\widetilde{CC}_{URD,RC,j,t}=\widetilde{Am}_{URD,RC,j,t}+\widetilde{Act}_{URD,RC,j,t}\times\frac{r_{URD,RC,t}}{100} \quad (46)$$

$$\widetilde{CC}_{URD,RI,j,t}=\widetilde{Am}_{URD,RI,j,t}+\widetilde{Act}_{URD,RI,j,t}\times\frac{r_{URD,RI,t}}{100}$$

em que:

$\widetilde{C}C_{URD,RC,j,t}$ Custo com capital referente a activos fixos, calculados no âmbito da rede convencional, afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica previsto para o ano t

$\widetilde{C}C_{URD,RI,j,t}$ Custo com capital referente a activos fixos, calculados no âmbito da rede inteligente, afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica previsto para o ano t

j Níveis de tensão j=1, para AT e MT e j=2, para BT

$\widetilde{A}m_{URD,RC,j,t}$ Amortizações dos activos fixos, calculados no âmbito da rede convencional, afectos à actividade de distribuição de Energia Eléctrica, previstas para o ano t

$\widetilde{A}ct_{URD,RC,j,t}$ Valor médio dos activos fixos, calculados no âmbito da rede convencional, afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{URD,RC,t}$ Taxa de remuneração dos activos fixos, calculados no âmbito da rede convencional, afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem

$\widetilde{A}m_{URD,RI,j,t}$ Amortizações dos activos fixos, calculados no âmbito da rede inteligente, afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, previstas para o ano t

$\widetilde{A}ct_{URD,RI,j,t}$ Valor médio dos activos fixos calculados no âmbito da rede inteligente, afectos à actividade de distribuição de Energia Eléctrica, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{URD,RI,t}$ Taxa de remuneração dos activos fixos calculados no âmbito da rede inteligente, afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem.

4 - Os custos previstos com planos de reestruturação de efectivos $\left(\widetilde{P}EF_{URD,j,t}\right)$ são aceites pela ERSE, no início de cada período de regulação, sendo ajustados ao fim de dois anos com base nos relatórios de execução a enviar pelo operador da rede de distribuição de acordo com o Artigo 145.º.

5 - O custo com as rendas de concessão a pagar aos municípios só se aplica à Baixa Tensão.

6 - O ajustamento $\left(\Delta R^{D}_{URD,j,t\text{-}2}\right)$ é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta \mathbf{R}^{\mathbf{D}}_{\mathbf{URD,j,\,t\text{-}2}}=\left[\mathbf{Rf}_{\mathbf{URD,j,t\text{-}2}}-\left(\begin{array}{c}\mathbf{R}_{\mathbf{URD,j,t\text{-}2}}-\sum_{l=2012}^{n}\left(\widetilde{\mathbf{A}}\mathbf{ctnp}_{\mathbf{URD,RC,j,l}}\times\Delta\mathbf{r}_{1}+\widetilde{\mathbf{A}}\mathbf{ctnp}_{\mathbf{URD,RI,j,l}}\times\Delta\mathbf{r}_{1}\right)+\\ \mathbf{PP}_{\mathbf{URD,j,t\text{-}2}}+\mathbf{RQS}_{\mathbf{URD,j,t\text{-}2}}\end{array}\right)\right]\times\left(1+\frac{\mathbf{i}^{\mathbf{E}}_{\mathbf{t\text{-}2}}+\delta_{\mathbf{t\text{-}2}}}{100}\right)\times\left(1+\frac{\mathbf{i}^{\mathbf{E}}_{\mathbf{t\text{-}1}}+\delta_{\mathbf{t\text{-}1}}}{100}\right) \quad \mathbf{(47)}$$

em que:

$Rf^{D}_{URD,j,t\text{-}2}$ Proveitos facturados por nível de tensão resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes, no ano t-2

$R^{D}_{URD,j,t\text{-}2}$ Proveitos permitidos por nível de tensão para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2, calculados em t-1, de acordo com a expressão (44), com base nos valores verificados em t-2

t Ano do período de regulação

l Ano de entrada em exploração do activo

$\widetilde{A}ctnp_{URD,RC,j,l}$ Valor médio dos activos fixos, calculados no âmbito da rede convencional, afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, entrados em exploração no ano l e que excedam o limite fixado pela ERSE tal como referido no número 7 -

$\widetilde{A}ctnp_{URD,RI,j,l}$ Valor médio dos activos fixos, calculados no âmbito da rede inteligente, afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, entrados em exploração no ano l e que excedam o limite fixado pela ERSE tal como referido no número 7 -

Δr_1 Dedução à taxa de remuneração dos activos fixos afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica por excesso do limite fixado pela ERSE tal como referido no número 7 -

$PP_{URD,j,t-2}$ Incentivo à redução das perdas por nível de tensão na rede de distribuição, no ano t-2, calculado de acordo com o estabelecido na Secção VIII do presente capítulo

$RQS_{URD,j,t-2}$ Incentivo à melhoria da qualidade de serviço a aplicar em MT, no ano t-2, calculado de acordo com o estabelecido na Secção IX do presente capítulo

i_{t-2}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

7 - Salvo situações excepcionais, devidamente justificadas, para os activos afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, cujo nível de investimento exceda numa determinada percentagem anual, a fixar pela ERSE para o período de regulação, o nível de investimentos propostos efectuar no início do período de regulação, a taxa de remuneração a aplicar será reduzida nos termos definidos no número anterior.

Secção IV
Proveitos do comercializador de último recurso

Artigo 86.º
Proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, no ano t, são dados pela expressão:

$$\widetilde{R}_{CVEE,t}^{CR} = \widetilde{R}_{CVPRE,t}^{CR} + \widetilde{R}_{E,t}^{CR} \qquad (48)$$

em que:

$\widetilde{R}_{CVEE,t}^{CR}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, previstos para o ano t

$\widetilde{R}_{CVPRE,t}^{CR}$ Custos com a função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 87.º.

$\tilde{R}^{CR}_{E,t}$ Custos com a função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 88.º.

Artigo 87.º

Proveitos da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial

1 - Os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{CR}_{CVPRE,t}=\tilde{R}SPRE^{PRE1}_{CVPRE,t}+\tilde{R}SPRE^{PRE2}_{CVPRE,t}+\tilde{C}f^{CR}_{CVPRE,t} \quad (49)$$

em que:

$\tilde{R}^{CR}_{CVPRE,t}$ Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial previstos para o ano t

$\tilde{R}SPRE^{PRE1}_{CVPRE,t}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previsto para o ano t

$\tilde{R}SPRE^{PRE2}_{CVPRE,t}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previsto para o ano t

$\tilde{C}f^{CR}_{CVPRE,t}$ Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial.

2 - O diferencial de custo $(\tilde{R}SPRE^{PRE1}_{CVEE,t})$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}SPRE^{PRE1}_{CVPRE,t}=\tilde{P}RE^{PRE1}_{CVPRE,t}-\tilde{V}PRE^{PRE1}_{CVPRE,t}+\tilde{O}C^{PRE1}_{CVPRE,t}-\Delta\tilde{S}PRE^{PRE1}_{CVPRE,t-1}-\Delta SPRE^{PRE1}_{CVPRE,t-2} \quad (50)$$

$$\tilde{S}PRE^{PRE1}_{CVPRE,t}=\tilde{R}SPRE^{PRE1}_{CVPRE,t}-CIEG^{Est}_{PRE1,t} \quad (51)$$

em que:

$\tilde{P}RE^{PRE1}_{CVPRE,t}$ Custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, ~~i~~ enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previstos para o ano t

$\tilde{V}PRE^{PRE1}_{CVPRE,t}$ Vendas de energia eléctrica relativa à produção em regime especial, enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previstas para o ano t. As vendas podem ocorrer em mercados organizados à vista ou a prazo, em leilões, através de contratos bilaterais e no âmbito das aquisições do CUR valorizados ao preço de referência definido no Artigo 88.º.

$\tilde{O}C^{PRE1}_{CVPRE,t}$ Outros custos, designadamente, custos com pagamentos de tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial, previstos para o ano t

$\Delta\tilde{S}PRE^{PRE1}_{CVPRE,t-1}$ Valor estimado para o ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, no ano t-1 a incorporar no ano t

$\Delta SPRE^{PRE1}_{CVPRE,t-2}$ Ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, recalculado com base em valores reais

$\tilde{S}PRE^{PRE1}_{CVPRE,t}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previsto para o ano t a recuperar pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$CIEG^{Est}_{PRE1,t}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral previstos para o ano t, a repercutir nas tarifas eléctricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.

a) O ajustamento $\left(\Delta\tilde{S}PRE^{PRE1}_{CVPRE,t-1}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{S}PRE^{PRE1}_{CVPRE,t-1}=\left(RrSPRE^{PRE1}_{CVPRE,t-1}+CIEG^{EST}_{PRE1,t-1}-\tilde{R}SPRE^{PRE1}_{CVPRE,t-1}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (52)$$

em que:

$RrSPRE^{PRE1}_{CVPRE,t-1}$ Diferencial de custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, a recuperar no ano t-1

$CIEG^{EST}_{PRE1,t-1}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral previstos para o ano t-1, a repercutir nas tarifas eléctricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto

$\tilde{R}SPRE^{PRE1}_{CVPRE,t-1}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previsto para o ano t-1, determinado com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (50)

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

b) O ajustamento $\left(\Delta SPRE^{PRE1}_{CVPRE,t-2}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta SPRE^{PRE1}_{CVPRE,t-2}=\left[\begin{array}{c}\left(RrSPRE^{PRE1}_{CVPRE,t-2}+CIEG^{EST}_{PRE1,t-2}-RSPRE^{PRE1}_{CVPRE,t-2}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)\\ -\ SPRE^{PRE1}_{CVPRE,prov}\end{array}\right]\times \left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (53)$$

em que:

$RrSPRE^{PRE1}_{CVPRE,t-2}$ Diferencial de custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrados os termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, recuperado no ano t-2

$CIEG^{EST}_{PRE1,t-2}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral previstos para o ano t-2, a repercutir nas tarifas eléctricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto

$RSPRE^{PRE1}_{CVPRE,t-2}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, no ano t-2, determinado com base nos valores reais, calculados pela expressão (50)

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} — *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

$SPRE^{PRE1}_{CVPRE,prov}$ — Valor do ajustamento provisório calculado no ano t-2 de acordo com a alínea a) incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{S}PRE^{PRE1}_{CVPRE,t-1}\right)$

i^{E}_{t-1} — Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} — *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

3 - O diferencial de custo $\left(\tilde{R}SPRE^{PRE2}_{CVEE,t}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\mathbf{\tilde{R}SPRE^{PRE2}_{CVPRE,t}=\tilde{P}RE^{PRE2}_{CVPRE,t}-\tilde{V}PRE^{PRE2}_{CVPRE,t}+\tilde{O}C^{PRE2}_{CVPRE,t}-}$$
$$\Delta\tilde{S}PRE^{PRE2}_{CVPRE,t-1}-\Delta SPRE^{PRE2}_{CVPRE,t-2} \quad \mathbf{(54)}$$

$$\tilde{S}PRE^{PRE2}_{CVPRE,t}=\tilde{R}SPRE^{PRE2}_{CVPRE,t}-CIEG^{Est}_{PRE2,t}+Cog^{FER}_{CVPRE,t} \quad (55)$$

em que:

$\tilde{P}RE^{PRE2}_{CVPRE,t}$ — Custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previstos para o ano t

$\tilde{V}PRE^{PRE2}_{CVPRE,t}$ — Vendas de energia eléctrica relativa à produção em regime especial, não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previstas para o ano t. As vendas podem ocorrer em mercados organizados à vista ou a prazo, em leilões, através de contratos bilaterais e no âmbito das aquisições do CUR valorizados ao preço de referência definido no Artigo 88.º

$\tilde{O}C^{PRE2}_{CVPRE,t}$ — Outros custos, designadamente, custos com pagamentos de tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial, previstos para o ano t

$\Delta\tilde{S}PRE^{PRE2}_{CVPRE,t-1}$ — Valor estimado para o ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, no ano t-1 a incorporar no ano t

$\Delta SPRE^{PRE2}_{CVPRE,t-2}$ — Ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, recalculado com base em valores reais

$\tilde{S}PRE^{PRE2}_{CVPRE,t}$ — Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previsto para o ano t a recuperar pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$CIEG^{Est}_{PRE2,t}$ — Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral previstos para o ano t, a repercutir nas tarifas eléctricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.

$Cog^{FER}_{CVPRE,t}$ — Reposição gradual do montante diferido no âmbito da reclassificação do sobrecusto da cogeração produzida a partir de fontes renováveis referentes aos anos 2009-2011, não incluídos nas tarifas de 2011.

a) Os custos resultantes da reclassificação da cogeração produzida a partir de fontes renováveis 2009-2011 são repercutidos de forma gradual e progressiva ao longo de 3 anos com inicio em 2011 acrescidos de juros.

b) A taxa de juro a aplicar resulta da média das taxas de rendibilidades das obrigações do tesouro a 2 anos e a 3 anos, determinada com base nos valores diários das taxas de rendibilidades deste títulos verificados no mês de Dezembro de 2010.

c) O saldo em dívida e respectivos juros são publicados pela ERSE no Despacho anual que aprova as tarifas de electricidade.

d) O ajustamento $\left(\Delta\tilde{S}PRE^{PRE2}_{CVPRE,t-1}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{S}PRE^{PRE2}_{CVPRE,t-1}=\begin{pmatrix}RrSPRE^{PRE2}_{CVPRE,t-1}+CIEG^{EST}_{PRE2,t-1}+Cog^{FER}_{CVPRE,t-1}\\ -\tilde{R}SPRE^{PRE2}_{CVPRE,t-1}\end{pmatrix}\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (56)$$

em que:

$RrSPRE^{PRE2}_{CVPRE,t-1}$ Diferencial de custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, a recuperar no ano t-1

$CIEG^{EST}_{PRE2,t-1}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral previstos para o ano t-1, a repercutir nas tarifas eléctricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto

$Cog^{FER}_{CVPRE,t-1}$ Montante da cogeração produzida a partir de fontes de energia renováveis referente aos anos 2009 a 2011, não incluída em tarifas 2011

$\tilde{R}SPRE^{PRE2}_{CVPRE,t-1}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previsto para o ano t-1, determinado com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (54)

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

e) O ajustamento $\left(\Delta SPRE^{PRE2}_{CVPRE,t-2}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta SPRE^{PRE2}_{CVPRE,t-2}=\begin{bmatrix}\left(RrSPRE^{PRE2}_{CVEE,t-2}+CIEG^{EST}_{PRE2,t-2}+Cog_{CVPRE,t-2}-RSPRE^{PRE2}_{CVPRE,t-2}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)\\ -SPRE^{PRE2}_{CVPRE,prov}\end{bmatrix} \times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (57)$$

em que:

$RrSPRE^{PRE2}_{CVEE,t-2}$ Diferencial de custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, recuperado no ano t-2

$CIEG^{EST}_{PRE2,t-2}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral previstos para o ano t-2, a repercutir nas tarifas eléctricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto

$Cog^{FER}_{CVPRE,t-2}$ Montante da cogeração produzida a partir de fontes de energia renováveis referente aos anos 2009 a 2011, não incluída em tarifas 2011

$RSPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE2}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, no ano t-2, determinado com base nos valores reais, calculados pela expressão (54)

i_{t-2}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

$SPRE_{CVPRE;prov}^{PRE2}$ Valor do ajustamento provisório calculado no ano t-2 de acordo com a alínea a) incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{S}PRE_{CVPRE,t-1}^{PRE2}\right)$

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

f) A parcela Cog_{CVPRE}^{FER} contida nos ajustamentos tarifários é susceptível de ser transmitida nos termos previstos no artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

4 - Os custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial, aceites pela ERSE, são calculados com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}f_{CVPRE,t}^{CR}=\tilde{C}_{CVPRE,t}+\tilde{A}m_{CVPRE,t}+\tilde{A}ct_{CVPRE,t}\times\frac{r_{CVPRE,t}^{CR}}{100}-\Delta CF_{CVPRE,t-2}^{CR}$$

$$\tilde{C}f_{CVPRE,t}^{CR}=\tilde{C}f_{CVPRE,t}^{PRE1}+\tilde{C}f_{CVPRE,t}^{PRE2} \qquad (58)$$

em que:

$\tilde{C}_{CVPRE,t}$ Custos de exploração afectos à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial, aceites pela ERSE, previstos para o ano t

$\tilde{A}m_{CVPRE,t}$ Amortizações do activo fixo afecto à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial, aceites pela ERSE, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_{CVPRE,t}$ Valor médio do activo fixo afecto à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$r_{CVPRE,t}^{CR}$ Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial, fixada para o período de regulação, em percentagem

$\Delta CF_{CVPRE,t-2}^{CR}$ Ajustamento no ano t, dos custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial, com base nos valores ocorridos em t-2.

$\tilde{C}f_{CVPRE,t}^{PRE1}$ Custos de funcionamento afectos à aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previstos para o ano t

$\tilde{C}f_{CVPRE,t}^{PRE2}$ Custos de funcionamento afectos à aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previstos para o ano t

A repartição dos custos de funcionamento entre PRE1 e PRE2 é efectuada tendo em conta a proporção da energia adquirida a cada uma das produções.

~~Artigo 88.º~~

Proveitos da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes

1 - Os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes, no ano t, são dados pela expressão:

$$\widetilde{R}_{E,t}^{CR}=\widetilde{C}EE_{CVEE,t}^{CR}+\widetilde{C}f_{CVEE,t}^{CR}-\Delta\widetilde{R}_{E,t-1}^{CR}-\Delta R_{E,t-2}^{CR}-\Delta TVCF_{E,t}^{CR} \qquad (59)$$

$$\widetilde{R}_{TE,t}^{CR}=\widetilde{R}_{E,t}^{CR}+Energia_{Pol,t}^{Est}+C_{CVEE,t}^{Sust} \qquad (60)$$

em que:

$\widetilde{R}_{E,t}^{CR}$ Custos com a função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t

$\widetilde{C}EE_{CVEE,t}^{CR}$ Custos permitidos com aquisição de energia eléctrica, para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t

$\widetilde{C}f_{CVEE,t}^{CR}$ Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t

$\Delta\widetilde{R}_{E,t-1}^{CR}$ Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes, no ano t-1 a incorporar no ano t

$\Delta R_{E,t-2}^{CR}$ Ajustamento no ano t dos custos com a função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes, relativo ao ano t-2

$\Delta TVCF_{E,t}^{CR}$ Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos do ano t

$\widetilde{R}_{TE,t}^{CR}$ Custos com a função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes, previstos para o ano t, a recuperar por aplicação da tarifa de energia

$Energia_{Pol,t}^{Est}$ Ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes previstos para o ano t, a repercutir nas tarifas eléctricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto

$C_{CVEE,t}^{Sust}$ Ajustamentos positivos ou negativos da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados a repercutir nos proveitos do ano t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de Distribuição, sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - Os custos $\left(\widetilde{C}EE_{CVEE,t}^{CR}\right)$ previstos na expressão (59) são dados por:

$$\widetilde{C}EE_{CVEE,t}^{CR}=\widetilde{p}r_{CUR,t}^{Ref}\times\widetilde{W}CVEE_t-\widetilde{P}CVEE_t+\widetilde{O}C_{CVEE,t}^{CR} \qquad (61)$$

em que:

$\tilde{p}r^{Ref}_{CUR,t}$	Preço de referência previsto para o ano t
$\widetilde{W}CVEE_t$	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes dos CUR, prevista para o ano t
$\tilde{P}CVEE_t$	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre o CUR e os comercializadores em regime de mercado, repercutido nos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa UGS II.
$\tilde{O}C^{CR}_{CVEE,t}$	Outros custos, nomeadamente custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária, previstos para o ano t.

3 - Os proveitos decorrentes da partilha de risco entre o CUR e os comercializadores em regime de mercado decorrente da Compra e venda de energia eléctrica para fornecimento, previsto para o ano t são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{P}CVEE_t = \tilde{p}r^{Ref}_{CUR,t} \times \widetilde{W}CVEE_t \times \rho \qquad (62)$$

em que:

$\tilde{p}r^{Ref}_{CUR,t}$	Preço de referência, definido através do mecanismo de aprovisionamento do CUR, previsto para o ano t
$\widetilde{W}CVEE_t$	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes dos CUR, prevista para o ano t
ρ	Factor de partilha de risco entre CUR e comercializadores em mercado, repercutido nos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa UGS II.

4 - O preço de referência $\left(\tilde{p}r^{Ref}_{CUR,t}\right)$ previsto na expressão (61) é dado por aplicação do mecanismo de aprovisionamento do CUR do seguinte modo:

$$\tilde{p}r^{Ref}_{CUR} = \left(\sum_{i}^{n} Q_i \times \tilde{p}r^{i}_{CUR}\right) \times (1+\gamma) \qquad (63)$$

em que:

Q_i	Proporção da quantidade de energia eléctrica adquirida através da contratação i no total da energia eléctrica adquirida para fornecimento aos clientes, a estabelecer em sub-regulamentação
i	Forma de contratação i da aquisição de energia eléctrica que pode assumir as seguintes vertentes: mercados organizados a vista ou a prazo, leilões e contratos bilaterais
$\tilde{p}r^{i}_{CUR}$	Preço médio previsto da contratação i de energia, definida de acordo com regras a estabelecer em sub-regulamentação
γ	Parâmetro que reflecte o prémio de risco associado à contratação, sujeito à condição $\gamma > \rho$ e definido de acordo com regras a estabelecer em sub-regulamentação.

5 - Os custos $\left(\widetilde{Cf}^{CR}_{CVEE,t}\right)$ previstos na expressão (59) são dados por:

$$\widetilde{Cf}^{CR}_{CVEE,t}=\widetilde{Cf}_{CVEE,t}+\widetilde{A}mf_{CVEE,t}+\widetilde{A}ctf_{CVEE,t}\times\frac{r^{CR}_{CVEE,t}}{100} \qquad (64)$$

em que:

$\widetilde{Cf}_{CVEE,t}$ Custos de exploração afectos à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t

$\widetilde{A}mf_{CVEE,t}$ Amortizações do activo fixo, líquidas das amortizações do imobilizado comparticipado, afecto à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes, previstas para o ano t

$\widetilde{A}ctf_{CVEE,t}$ Valor médio do activo fixo, líquido de amortizações e comparticipações, afecto à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$r^{CR}_{CVEE,t}$ Taxa de remuneração do activo fixo afecto à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes, fixada para o período de regulação, em percentagem.

6 - O ajustamento $\left(\Delta\widetilde{R}^{CR}_{E,t-1}\right)$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\widetilde{R}^{CR}_{E,t-1}=\left(\widetilde{R}r^{CR}_{E,t-1}-Energia^{Est}_{Pol,t-1}-C^{Sust}_{CVEE,t-1}-\widetilde{R}^{CR}_{E,t-1}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (65)$$

em que:

$\widetilde{R}r^{CR}_{E,t-1}$ Proveitos a recuperar da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes, por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-1

$Energia^{Est}_{Pol,t-1}$ Ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes estimados para o ano t-1, a repercutir nas tarifas eléctricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto

$C^{Sust}_{CVEE,t-1}$ Ajustamentos positivos ou negativos da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano t-1, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de Distribuição, sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto

$\widetilde{R}^{CR}_{E,t-1}$ Custos com a função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes, previstos no ano t-1, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (59)

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

7 - O ajustamento $\left(\Delta R_{E,t-2}^{CR}\right)$ previsto na expressão (59) é dado por:

$$\Delta R_{E,t-2}^{CR}=\left[\left(Rf_{E,t-2}^{CR}-Energia_{Pol,t-2}^{Est}-C_{CVEE,t-2}^{Sust}-R_{E,t-2}^{CR}\right)\times\left(1+\frac{i_{t-2}^{E}+\delta_{t-2}}{100}\right)-\Delta R_{E,prov}^{CR}\right]\times\left(1+\frac{i_{t-1}^{E}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (66)$$

em que:

$Rf_{E,t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-2

$Energia_{Pol,t-2}^{Est}$ Ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes previstos para o ano t-2, a repercutir nas tarifas eléctricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto

$C_{CVEE,t-2}^{Sust}$ Ajustamentos positivos ou negativos da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano t-2, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de Distribuição, sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto

$R_{E,t-2}^{CR}$ Custos com a função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes, determinados com base nos valores ocorridos em t-2, calculados pela expressão (59)

i_{t-2}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta R_{E,prov}^{CR}$ Valor do ajustamento provisório calculado no ano t-2 de acordo com o n.º 6 -, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}\right)$

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

8 - O desvio $\left(\Delta TVCF_{E,t}^{CR}\right)$ é dado pela expressão:

$$\Delta TVCF_{E,t}^{CR}=\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}+\Delta_{t-2}^{TVCF} \quad (67)$$

em que:

$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}$ Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano t-1 a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 129.º

Δ_{t-2}^{TVCF} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano t-2 a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 129.º.

Artigo 89.º

Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

Os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{CR}_{CVATD,t}=\tilde{R}^{CR}_{UGS,t}+\tilde{R}^{CR}_{URT,t}+\tilde{R}^{CR}_{URD,t} \qquad (68)$$

em que:

$\tilde{R}^{CR}_{CVATD,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{CR}_{UGS,t}$ Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano t

$\tilde{R}^{CR}_{URT,t}$ Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano t

$\tilde{R}^{CR}_{URD,t}$ Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano t.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

Artigo 90.º

Proveitos da actividade de Comercialização

1 - Os proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por nível de tensão ou fornecimento j, por aplicação da tarifa de Comercialização, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{CR}_{C,t}= \tilde{R}^{CR}_{C,NT,t}+\tilde{R}^{CR}_{C,BTE,t}+\tilde{R}^{CR}_{C,BTn,t} \qquad (69)$$

em que:

$\tilde{R}^{CR}_{C,t}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização no nível de tensão ou fornecimento j, no ano t

j Nível de tensão ou fornecimento NT (MAT, AT, MT), BTE e BTN

$\tilde{R}^{CR}_{C,NT,t}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em NT (MAT, AT, MT), calculados com base no nível tarifário do ano anterior acrescido de um factor de actualização, no ano t

$\tilde{R}^{CR}_{C,BTE,t}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em BTE calculados com base no nível tarifário do ano anterior acrescido de um factor de actualização, no ano t

$\tilde{R}^{CR}_{C,BTn,t}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em BTn, calculados de acordo com a formula (70) no ano t

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}r_{C,t}^{CR}=\sum_{j}\tilde{R}r_{C,j,t}^{CR}=\sum_{j}\left(\begin{array}{c}F_{C,j,t}+V_{C,j,t}\times\tilde{N}C_{C,j,t}+\tilde{P}EF_{C,j,t}+\frac{\delta_{C,t}}{365}\times\left(\tilde{R}_{E,j,t}^{CR}+\tilde{R}_{CVATD,j,t}^{CR}\right)\times\frac{r_{c,r}}{100}+Z_{C,j,t-1}\times\\ \times\left(1+\frac{i_{t-1}^{E}+\delta_{t-1}}{100}\right)-\Delta Rr_{C,j,t-2}^{CR}\end{array}\right) \quad (70)$$

em que:

$\tilde{R}r_{C,t}^{CR}$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização, previstos para o ano t

j Níveis de tensão ou tipo de fornecimento NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN

$\tilde{R}r_{C,j,t}^{CR}$ Proveitos permitidos, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j, previstos para o ano t

$F_{C,j,t}$ Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, no ano t, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j

$V_{C,j,t}$ Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, no nível de tensão ou tipo de fornecimento j, no ano t, em Euros por consumidor

$\tilde{N}C_{C,j,t}$ Número de consumidores médio, previsto para o ano t, no nível de tensão ou tipo de fornecimento j

$\tilde{P}EF_{C,j,t}$ Custos com os planos de reestruturação de efectivos afectos à actividade de Comercialização, aceites pela ERSE, no nível de tensão ou tipo de fornecimento j, previstos para o ano t

$\delta_{C,t}$ Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos no ano t, em dias

$\tilde{R}_{E,j,t}^{CR}$ Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 88.º

$\tilde{R}_{CVATD,j,t}^{CR}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 89.º

$r_{c,r}$ Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às actividades do comercializador de último recurso, fixada para o período de regulação r, em percentagem

$Z_{C,j,t-1}$ Custos previstos para o ano t-1, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$\Delta Rr_{C,j,t-2}^{CR}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j, relativa ao ano t-2.

3 - A componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização é fixada para o primeiro ano do período de regulação $\left(F_{C,j,1}\right)$ e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$\mathbf{F_{C,j,t}}=\begin{cases}\mathbf{F_{C,j,1}} & \\ \mathbf{F_{C,j,t-1}}\times\left(1+\frac{\mathbf{IPIB_{t-1}-X_{C,F,j,t}}}{\mathbf{100}}\right) & \textbf{para t>1}\end{cases} \qquad (71)$$

em que:

$F_{C,j,1}$ Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização no primeiro ano do período de regulação, por nível de tensão j

$F_{C,j,t-1}$ Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, no ano t-1, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE

$X_{C,F,j,t}$ Factor de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j, em percentagem.

4 - A componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização é fixada para o primeiro ano do período de regulação $\left(V_{C,j,1}\right)$ e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$\mathbf{V_{C,j,t}}=\begin{cases}\mathbf{V_{C,j,1}} & \\ \mathbf{V_{C,j,t-1}}\times\left(1+\frac{\mathbf{IPIB_{t-1}-X_{C,v,j,t}}}{\mathbf{100}}\right) & \textbf{para t>1}\end{cases} \qquad (72)$$

em que:

$V_{C,j,1}$ Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, no nível de tensão ou tipo de fornecimento j, no primeiro ano do período de regulação, em Euros por consumidor

$V_{C,j,t-1}$ Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, no nível de tensão ou tipo de fornecimento j, no ano t-1, em Euros por consumidor

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE

$X_{C,v,j,t}$ Factor de eficiência associado à componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização, nível de tensão ou tipo de fornecimento j, em percentagem.

5 - Os custos previstos com planos de reestruturação de efectivos $\left(\tilde{P}EF_{C,j,t}\right)$ são aceites pela ERSE, no início de cada período de regulação, sendo ajustados ao fim de dois anos com base nos relatórios de execução a enviar pelo comercializador de último recurso de acordo com o Artigo 148.º.

6 - O ajustamento $\left(\Delta Rr_{C,j,t-2}^{CR}\right)$ é dado pela seguinte expressão:

$$\mathbf{\Delta Rr_{C,j,t-2}^{CR}=\left(Rf_{C,j,t-2}^{CR}-R_{C,j,t-2}^{CR}\right)\times\left(1+\frac{i_{t-2}^{E}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i_{t-1}^{E}+\delta_{t-1}}{100}\right)} \qquad (73)$$

em que:

$Rf_{C,j,t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso, por nível de tensão ou fornecimento j, por aplicação da tarifa de Comercialização, no ano t-2

$R_{C,j,t-2}^{CR}$ Proveitos permitidos ao comercializador de último recurso no âmbito da actividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j, calculados com base nos valores verificados em t-2

i_{t-2}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

A partir do segundo ano de implementação deste Regulamento este ajustamento só se aplica para os fornecimentos em Baixa tensão normal.

7 - O diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE, no ano t é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{Ext}_{CUR,j',t}^{TVCF}=\sum_{j'}\left(\widetilde{Rr}_{C,j',t}^{CR}-\widetilde{R}_{C,j',t}^{CR}-\Delta Ext_{CUR,j',t-2}^{TVCF}\right) \quad (74)$$

em que:

$\widetilde{Ext}_{CUR,j',t}^{TVCF}$ Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE, no nível de tensão ou fornecimento j', previsto para o ano t,

j' NT (MAT, AT, MT) e BTE

$\widetilde{Rr}_{C,j',t}^{CR}$ Proveitos permitidos, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j', previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (70)

$\widetilde{R}_{C,j',t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização no nível de tensão ou fornecimento j', no ano t

$\Delta Ext_{CUR,j',t-2}^{TVCF}$ Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE, no nível de tensão ou fornecimento j', do ano t-2.

8 - O diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE, do ano t-2 $\left(\Delta Ext_{CUR,j',t-2}^{TVCF}\right)$ é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta Ext_{CUR,j',t-2}^{TVCF}=\left(Rf_{C,j',t-2}^{CR}+\widetilde{Ext}_{CUR,j',t-2}^{TVCF}-Rr_{C,j',t-2}^{CR}\right)\times\left(1+\frac{i_{t-2}^{E}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i_{t-1}^{E}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (75)$$

em que:

$Rf_{C,j',t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso, por nível de tensão ou fornecimento j', por aplicação da tarifa de Comercialização, no ano t-2,

j' NT (MAT, AT, MT) e BTE

$\widetilde{Ext}_{CUR,j',t-2}^{TVCF}$ Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE, no nível de tensão ou fornecimento j', previsto para o ano t-2

$Rr^{CR}_{C,j',t-2}$ Proveitos permitidos ao comercializador de último recurso no âmbito da actividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j', calculados com base nos valores verificados em t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 91.º

Sobreproveito por aplicação da tarifa transitória

1 - A tarifa transitória aplica-se aos clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE nos termos do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro.

2 - O montante de sobreproveito estimado para o ano t devido à aplicação da tarifa transitória é transferido pelo comercializador de último recurso para o operador da rede de distribuição em prestações iguais e com periodicidade mensal.

3 - O montante previsional é ajustado dois anos depois com juros à taxa prevista neste Regulamento para os restantes ajustamentos do comercializador de último recurso.

Artigo 92.º

Custos de referência da actividade de comercialização

No início de cada período de regulação, é definido o nível de referência dos custos de exploração por indutor e por natureza, para os níveis de tensão MT e BT.

Secção V

Proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA

Artigo 93.º

Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t, são dados pela expressão:

$$\widetilde{R}_t^{A^{AGS}} = \widetilde{C}_{SPA,t}^{A^{AGS}} + \widetilde{C}_{SIA,t}^{A^{AGS}} + \widetilde{A}m_t^{A^{AGS}} + \widetilde{A}ct_t^{A^{AGS}} \times \frac{r_t^{A^{AGS}}}{100} + \widetilde{C}_t^{A^{AGS}} + \widetilde{C}mnt_t^{A^{AGS}} + \widetilde{F}_t^{A^{AGS}} + \widetilde{O}Comb_t^{A^{AGS}} +$$

$$Z_{t-1}^{A^{AGS}} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) + Z_t^{A^{AGS}} + \widetilde{A}mb_t^{A^{AGS}} + SNA_{0607,t}^{AGS} - \Delta R_{t-2}^{A^{AGS}} \quad (76)$$

em que:

$\widetilde{R}_t^{A^{AGS}}$ Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t

$\widetilde{C}_{SPA,t}^{A^{AGS}}$ Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público da RAA, previstos para o ano t

$\widetilde{C}^{A^{AGS}}_{SIA,t}$ Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados da RAA, previstos para o ano t

$\widetilde{A}m^{A^{AGS}}_{t}$ Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para o ano t

$\widetilde{A}ct^{A^{AGS}}_{t}$ Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r^{A^{AGS}}_{t}$ Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, fixada para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\widetilde{C}^{A^{AGS}}_{t}$ Custos de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos decorrentes da actividade, previstos para o ano t

$\widetilde{C}mnt^{A^{AGS}}_{t}$ Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE, previsto para o ano t

$\widetilde{F}^{A^{AGS}}_{t}$ Custos com o fuelóleo previsto consumir na produção de energia eléctrica, aceites pela ERSE, no ano t

$\widetilde{O}Comb^{A^{AGS}}_{t}$ Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com excepção dos custos com o fuelóleo, previstos consumir na produção de energia eléctrica, aceites pela ERSE, no ano t

$Z^{A^{AGS}}_{t-1}$ Custos estimados para o ano t-1, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$Z^{A^{AGS}}_{t}$ Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

$\widetilde{A}mb^{A^{AGS}}_{t}$ Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental", conforme estabelecido na Secção VII do presente capítulo

$SNA^{AGS}_{0607,t}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 98.º

$\Delta R^{A^{AGS}}_{t-2}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativos ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - O preço limite para efeitos de cálculo do custo da parcela de aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados do sistema público da RAA incluído em $\left(\widetilde{C}^{A^{AGS}}_{SIA,t}\right)$ é fixado anualmente.

3 - O activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

4 - Os custos de exploração $\left(\tilde{C}_t^{A^{AGS}}\right)$ aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_t^{A^{AGS}} = \begin{cases} FC_t^{A^{AGS}} + \sum_i VC_{i_t}^{A^{AGS}} \times \tilde{D}C_{i_t}^{A^{AGS}} & t = 1 \\ FC_{t-1}^{A^{AGS}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC}^{A^{AGS}}}{100}\right) + \sum_i VC_{i_{t-1}}^{A^{AGS}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_i}^{A^{AGS}}}{100}\right) \times \tilde{D}C_{i_t}^{A^{AGS}} & t = 2, 3 \end{cases} \quad (77)$$

em que:

t	Ano do período de regulação
i	Indutor de custo
$FC_t^{A^{AGS}}$	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$VC_{i_t}^{A^{AGS}}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$\tilde{D}C_{i_t}^{A^{AGS}}$	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, do ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
$X_{FC}^{A^{AGS}}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, em percentagem
$X_{VC_i}^{A^{AGS}}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, em percentagem.

5 - Os custos do fuelóleo consumido na produção de energia eléctrica $\left(\tilde{F}_t^{A^{AGS}}\right)$ são determinados separadamente dos restantes custos de exploração, sendo aceites de acordo com o estabelecido no Artigo 94.º.

6 - O ajustamento $\left(\Delta R_{t-2}^{A^{AGS}}\right)$ previsto na expressão (76) é dado por:

$$\mathbf{\Delta R_{t-2}^{A^{AGS}} = \left[Rr_{t-2}^{A^{AGS}} + SA_{t-2}^{AGS} + SRAA_{t-2}^{AGS} - \left(R_{t-2}^{A^{AGS}} + CO2_{t-2}^{A^{AGS}} - \Delta_{t-2}^{TVCFA}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right)} \quad \mathbf{(78)}$$

em que:

$Rr_{t-2}^{A^{AGS}}$	Valor dos proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, no ano t-2
SA_{t-2}^{AGS}	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 97.º

$SRAA^{AGS}_{t-2}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA no ano t-2, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade
$R^{A^{AGS}}_{t-2}$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (76), com base em valores verificados em t-2
$CO2^{A^{AGS}}_{t-2}$	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO_2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, nos termos definidos na Secção XII do presente capítulo, no ano t-2
Δ^{TVCFA}_{t-2}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA, no ano t-2, a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 132.º
i^{E}_{t-2}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	*Spread* no ano t-2, em pontos percentuais
i^{E}_{t-1}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1
δ_{t-1}	*Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 94.º

Custos aceites com a aquisição do fuelóleo para a produção de energia eléctrica

1 - No âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, os custos com o fuelóleo decorrentes da produção de energia eléctrica, no ano t, são determinados do seguinte modo:

$$\tilde{F}^{A^{AGS}}_{t} = \sum_{k} \tilde{F}u^{ref}_{t} \times \tilde{Q}f^{A}_{k,t} + \tilde{C}^{A}_{k,t} \qquad (79)$$

em que:

$\tilde{F}^{A^{AGS}}_{t}$	Custo com o fuelóleo a consumir na produção de energia eléctrica, aceite pela ERSE, previsto para o ano t
k	Ilha k da RAA
$\tilde{F}u^{ref}_{t}$	Custo unitário do fuelóleo para produção de energia eléctrica praticado no mercado primário de referência, previsto para o ano t
$\tilde{Q}f^{A}_{k,t}$	Quantidade de fuelóleo a consumir na produção de energia eléctrica, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, prevista para o ano t, na ilha k, em toneladas
$\tilde{C}^{A}_{k,t}$	Custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo previsto consumir no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, até às centrais da ilha k, previsto para o ano t.

2 - Os custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo são fixados para o primeiro ano do período de regulação $\left(\tilde{C}^{A}_{k,1}\right)$ e evoluem para os restantes anos do período, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}^{A}_{k,t} = \begin{cases} \tilde{C}^{A}_{k,1} & \\ \tilde{C}^{A}_{k,t-1} \times (1-\tau^{A}_{t}) & \text{para } t>1 \end{cases} \qquad (80)$$

em que:

τ_t^A Factor de eficiência associado aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo na Região Autónoma dos Açores, no ano t.

Artigo 95.º

Proveitos da actividade de Distribuição de Energia eléctrica da RAA

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{A^D} = \sum_j \left(\tilde{A}m_{j,t}^{A^D} + \tilde{A}ct_{j,t}^{A^D} \times \frac{r_t^{A^D}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{A^D} + SNA_{06\,07,j,t}^{D} + \tilde{A}mb_{j,t}^{A^D} + Z_{j,t-1}^{A^D} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) + Z_{j,t}^{A^D} - \Delta R_{j,t-2}^{A^D} \right) \quad (81)$$

em que:

j Níveis de tensão AT/MT e BT

$\tilde{A}m_{j,t}^{A^D}$ Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, por nível de tensão j, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_{j,t}^{A^D}$ Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_t^{A^D}$ Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\tilde{C}_{j,t}^{A^D}$ Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da actividade, previstos para o ano t

$SNA_{06\,07,j,t}^{D}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 98.º

$\tilde{A}mb_{j,t}^{A^D}$ Custos por nível de tensão relacionados com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE, de acordo com o “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental”, conforme estabelecido na Secção VII do presente capítulo

$Z_{j,t-1}^{A^D}$ Custos estimados para o ano t-1, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$Z_{j,t}^{A^D}$ Custos previstos para o ano t, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

$\Delta R_{j,t-2}^{A^D}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, relativos ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - O activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

3 - Os custos de exploração ($\widetilde{C}_{j,t}^{A^D}$) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{C}_{j,t}^{A^D}=\begin{cases} FC_{j,t}^{A^D}+\sum_i VC_{i_{j,t}}^{A^D}\times\widetilde{D}C_{i_{j,t}}^{A^D} & t=1 \\ FC_{j,t-1}^{A^D}\times\left(1+\frac{IPIB_{t-1}-X_{FC,j}^{A^D}}{100}\right) & \\ +\sum_i VC_{i_{j,t-1}}^{A^D}\times\left(1+\frac{IPIB_{t-1}-X_{VC_{i,j}}^{A^D}}{100}\right)\times\widetilde{D}C_{i_{j,t}}^{A^D} & t=2,3 \end{cases} \qquad (82)$$

em que:

t Ano do período de regulação

i Indutor de custo

j Níveis de tensão AT/MT e BT

$FC_{j,t}^{A^D}$ Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, no ano t

$VC_{i_{j,t}}^{A^D}$ Componente variável unitária i dos custos de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, no ano t

$\widetilde{D}C_{i_{j,t}}^{A^D}$ Valor previsto para o indutor i de custos de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, no ano t

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE

$X_{FC,j}^{A^D}$ Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, em percentagem

$X_{VC_{i,j}}^{A^D}$ Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, em percentagem.

4 - O ajustamento $\left(\Delta R_{j,t-2}^{A^D}\right)$ previsto na expressão (81) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{A^D}=\left(Rr_{j,t-2}^{A^D}+SA_{j,t-2}^{D}+SRAA_{j,t-2}^{D}-R_{j,t-2}^{A^D}\right)\times\left(1+\frac{i_{t-2}^{E}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i_{t-1}^{E}+\delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (83)$$

em que:

$Rr^{A^D}_{j,t-2}$ Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão j, no ano t-2

$SA^{D}_{j,t-2}$ Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, por nível de tensão j, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 97.º

$SRAA^{D}_{j,t-2}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t-2, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade

$R^{A^D}_{j,t-2}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (81), com base em valores verificados em t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 96.º

Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{A^C}_{t} = \sum_{j}\left(\tilde{A}m^{A^C}_{j,t} + \tilde{A}ct^{A^C}_{j,t} \times \frac{r^{A^C}_{t}}{100} + \tilde{C}^{A^C}_{j,t} + SNA^{C}_{06\,07,j,t} + Z^{A^C}_{j,t-1} \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) + Z^{A^D}_{j,t} - \Delta R^{A^C}_{j,t-2}\right) \qquad (84)$$

em que:

j Níveis de tensão MT e BT

$\tilde{A}m^{A^C}_{j,t}$ Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, por nível de tensão j, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct^{A^C}_{j,t}$ Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r^{A^C}_{t}$ Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\tilde{C}^{A^C}_{j,t}$ Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da actividade, previstos para o ano t

$SNA^{C}_{06\,07,j,t}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 98.º

$Z^{A^C}_{j,t-1}$ Custos previstos para o ano t-1,imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

i^E_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$Z^{A^C}_{j,t}$ Custos estimados para o ano t, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

$\Delta R^{A^C}_{j,t-2}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, relativos ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

3 - Os custos de exploração ($\widetilde{C}^{A^C}_{j,t}$) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{C}^{A^C}_{j,t}=\begin{cases} C_{AD_{j,t}}^{A^C}+C_{NAD_{j,t}}^{A^C} & t=1 \\ C_{AD_{j,t-1}}^{A^C}\times\left(1+\dfrac{IPIB_{t-1}-X^{A^C}_{AD_j}}{100}\right) +C_{NAD_{j,t-1}}^{A^C}\times\left(1+\dfrac{IPIB_{t-1}-X^{A^C}_{NAD_j}}{100}\right) & t=2,3 \end{cases} \qquad (85)$$

em que:

t Ano do período de regulação

j Níveis de tensão MT e BT

$C_{AD_{j,t}}^{A^C}$ Custos de comercialização aderentes aos custos de referência do Continente definidos no Artigo 92.º, por nível de tensão j, no ano t

$C_{NAD_{j,t}}^{A^C}$ Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, por nível de tensão j, no ano t

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE

$X^{A^C}_{AD_j}$ Parâmetro associado ao custos de comercialização aderentes aos custos de referência do Continente, por nível de tensão j, em percentagem

$X^{A^C}_{NAD_j}$ Parâmetro associado ao custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, por nível de tensão j, em percentagem.

4 - O ajustamento $\left(\Delta R^{A^C}_{j,t-2}\right)$ previsto na expressão (84) é dado por:

$$\mathbf{\Delta R^{A^C}_{j,t-2}=\left(Rr^{A^C}_{j,t-2}+SA^C_{j,t-2}+SRAA^C_{j,t-2}-R^{A^C}_{j,t-2}\right)\times\left(1+\frac{i^E_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i^E_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right)} \qquad \textbf{(86)}$$

em que:

$Rr^{A^C}_{j,t-2}$ Proveitos recuperados por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão j, no ano t-2

$SA^{C}_{j,t-2}$ Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, por nível de tensão j, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 97.º

$SRAA^{C}_{j,t-2}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA no ano t-2, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade

$R^{A^C}_{j,t-2}$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (84), com base em valores verificados em t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 97.º

Custo com a convergência tarifária na RAA

1 - O custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\widetilde{R}AA_{Pol,t}=\widetilde{S}A^{AGS}_{t}+\widetilde{S}A^{D}_{t}+\widetilde{S}A^{C}_{t}+RAA_{0607,t} \qquad (87)$$

em que:

$\widetilde{R}AA_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, previsto para o ano t

$\widetilde{S}A^{AGS}_{t}$ Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, previsto para o ano t

$\widetilde{S}A^{D}_{t}$ Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, previsto para o ano t

$\widetilde{S}A^{C}_{t}$ Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA, previsto para o ano t

$RAA_{0607,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAA referentes aos anos de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, a recuperar no ano t, calculados de acordo com o Artigo 98.º.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}A_t^{AGS}\right)$, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^{AGS}=\tilde{R}_t^{A^{AGS}}-SNA_{0607,t}^{AGS}-\tilde{R}_{AGS,t}^{A}-\tilde{S}RAA_t^{AGS} \qquad (88)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{A^{AGS}}$ Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão (76) do Artigo 93.º

$SNA_{0607,t}^{AGS}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 98.º

$\tilde{R}_{AGS,t}^{A}$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, no ano t

$\tilde{S}RAA_t^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

3 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}A_t^{D}\right)$, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^{D}=\sum_j \tilde{S}A_{j,t}^{D}=\sum_j\left(\tilde{R}_{j,t}^{A^D}-SNA_{0607,j,t}^{D}-\tilde{R}_{D,j,t}^{A}-\tilde{S}RAA_{j,t}^{D}\right) \qquad (89)$$

em que:

$\tilde{S}A_{j,t}^{D}$ Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, no nível de tensão j, previsto para o ano t

j Níveis de tensão AT/MT e BT

$\tilde{R}_{j,t}^{A^D}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão (81) do Artigo 95.º

$SNA_{0607,j,t}^{D}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 98.º

$\tilde{R}_{D,j,t}^{A}$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão j, no ano t

$\tilde{S}RAA_{j,t}^{D}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

4 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}A_t^C\right)$, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^C=\sum_j \tilde{S}A_{j,t}^C=\sum_j\left(\tilde{R}_{j,t}^{A^C}-SNA_{0607,j,t}^C-\tilde{R}_{C,j,t}^A-\tilde{S}RAA_{j,t}^C\right) \quad (90)$$

em que:

$\tilde{S}A_{j,t}^C$ Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA, no nível de tensão j, previsto para o ano t

j Níveis de tensão MT e BT

$\tilde{R}_{j,t}^{A^C}$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (84) do Artigo 96.º

$SNA_{0607,j,t}^C$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo o Artigo 98.º

$\tilde{R}_{C,j,t}^A$ Proveitos previstos obter por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão j, no ano t

$\tilde{S}RAA_{j,t}^C$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

Artigo 98.º

Custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007

1 - O custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007 corresponde ao montante não repercutido na tarifa de UGS do operador da rede de transporte em Portugal continental, nos anos de 2006 e 2007 devido à limitação imposta pelo Artigo 138.º do Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 18 993-A/2005 (2ª série), de 31 de Agosto.

2 - O custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$RAA_{0607,t}=SNA_{0607,t}^{AGS}+SNA_{0607,t}^D+SNA_{0607,t}^C \quad (91)$$

em que:

$RAA_{0607,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t

$SNA_{0607,t}^{AGS}$ Custo com a convergência tarifária afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t

$SNA_{0607,t}^D$ Custos com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t

$SNA_{0607,t}^C$ Custos com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t.

3 - O custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros calculados à taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de cada ano, acrescida de meio ponto percentual, $(RAA_{0607,t})$, será recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em 10 anuidades, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

4 - Para cada ano t do período de recuperação, o valor da anuidade corresponde ao termo de uma renda de prestações constantes, de capital e encargos financeiros, calculada até final do referido período.

5 - Para cada ano t do período de recuperação, o valor da anuidade referida no número anterior, será recalculada com base na taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano em que ocorre a fixação das tarifas de energia eléctrica (t-1), acrescida de meio ponto percentual.

6 - O custo com a convergência tarifária da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema $(SNA^{AGS}_{0607,t})$, corresponde ao valor da renda referida no ponto anterior afecto a esta actividade.

7 - O custo com a convergência tarifária da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica $(SNA^{D}_{0607,t})$, corresponde ao valor da renda referida no n.º 5 - afecto a esta actividade.

8 - O custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica $(SNA^{C}_{0607,t})$, corresponde ao valor da renda referida no n.º 5 - afecto a esta actividade.

Artigo 99.º

Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAA para a concessionária do transporte e distribuição da RAA

O custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema $(\widetilde{R}AA_{Pol,t})$, no ano t, é transferido mensalmente pelo operador da rede de transporte em Portugal continental para a concessionária do transporte e distribuição da RAA, de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{R}AA_{m,t}=\frac{1}{12}\widetilde{R}AA_{Pol,t} \qquad (92)$$

em que:

$\widetilde{R}AA_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t.

Secção VI

Proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Artigo 100.º

Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t, são dados pela expressão:

$$\widetilde{R}_t^{M^{AGS}}=\widetilde{C}^{M^{AGS}}_{SPM,t}+\widetilde{C}^{M^{AGS}}_{SIM,t}+\widetilde{A}m_t^{M^{AGS}}+\widetilde{A}ct_t^{M^{AGS}}\times\frac{r_t^{M^{AGS}}}{100}+\widetilde{C}_t^{M^{AGS}}+\widetilde{C}mnt_t^{M^{AGS}}+\widetilde{F}_t^{M^{AGS}}+ \qquad (93)$$

$$\widetilde{O}Comb_t^{M^{AGS}}+Z^{M^{AGS}}_{t-1}\times\left(1+\frac{i^E_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right)+Z_t^{M^{AGS}}+\widetilde{A}mb_t^{M^{AGS}}+SNM^{AGS}_{0607,t}-\Delta R^{M^{AGS}}_{t-2}$$

em que:

$\widetilde{R}_{t}^{M^{AGS}}$	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t
$\widetilde{C}_{SPM,t}^{M^{AGS}}$	Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público da RAM imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t
$\widetilde{C}_{SIM,t}^{M^{AGS}}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t
$\widetilde{Am}_{t}^{M^{AGS}}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, previstas para o ano t
$\widetilde{Act}_{t}^{M^{AGS}}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
$r_{t}^{M^{AGS}}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, fixada para o período de regulação, no ano t, em percentagem
$\widetilde{C}_{t}^{M^{AGS}}$	Custos de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos decorrentes da actividade, previstos para o ano t
$\widetilde{Cmnt}_{t}^{M^{AGS}}$	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE, previsto para o ano t
$\widetilde{F}_{t}^{M^{AGS}}$	Custos com o fuelóleo, previsto consumir na produção de energia eléctrica, aceites pela ERSE, no ano t
$\widetilde{OComb}_{t}^{M^{AGS}}$	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com excepção dos custos com o fuelóleo, previstos consumir na produção de energia eléctrica, aceites pela ERSE, no ano t
$Z_{t-1}^{M^{AGS}}$	Custos estimados para o ano t-1, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema
i_{t-1}^{E}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1
δ_{t-1}	*Spread* no ano t-1, em pontos percentuais
$Z_{t}^{M^{AGS}}$	Custos previstos para o ano t-1, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema
$\widetilde{Amb}_{t}^{M^{AGS}}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental", conforme estabelecido na Secção VII do presente capítulo
$SNM_{0607,t}^{AGS}$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 105.º
$\Delta R_{t-2}^{M^{AGS}}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativo ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O preço limite para efeitos de cálculo do custo da parcela de aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados ao sistema público da RAM incluído em $\left(\widetilde{C}_{SIM,t}^{M^{AGS}}\right)$ é fixado anualmente.

3 - O activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

4 - Os custos de exploração $\left(\widetilde{C}_t^{M^{AGS}}\right)$ aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{C}_t^{M^{AGS}} = \begin{cases} FC_t^{M^{AGS}} + \sum_i VC_{i_t}^{M^{AGS}} \times \widetilde{D}C_{i_t}^{M^{AGS}} & t = 1 \\ FC_{t-1}^{M^{AGS}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC}^{M^{AGS}}}{100}\right) & \\ + \sum_i VC_{i_{t-1}}^{M^{AGS}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_i}^{M^{AGS}}}{100}\right) \times \widetilde{D}C_{i_t}^{M^{AGS}} & t = 2, 3 \end{cases} \quad (94)$$

em que:

t	Ano do período de regulação
I	Indutor de custo
$FC_t^{M^{AGS}}$	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$VC_{i_t}^{M^{AGS}}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$\widetilde{D}C_{i_t}^{M^{AGS}}$	Valor previsto para o indutor de custos i de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, do ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
$X_{FC}^{M^{AGS}}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, em percentagem
$X_{VC_i}^{M^{AGS}}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, em percentagem.

5 - Os custos do fuelóleo consumido na produção de energia eléctrica $\left(\widetilde{F}_t^{M^{AGS}}\right)$ são determinados separadamente dos restantes custos de exploração, sendo aceites de acordo com o estabelecido no Artigo 101.º.

6 - O ajustamento $\left(\Delta R_{t-2}^{M^{AGS}}\right)$ previsto na expressão (93) é dado por:

$$\Delta R_{t-2}^{M^{AGS}} = \left[Rr_{t-2}^{M^{AGS}} + SM_{t-2}^{AGS} + SRAM_{t-2}^{AGS} - \left(R_{t-2}^{M^{AGS}} + CO2_{t-2}^{M^{AGS}} - \Delta_{t-2}^{TVCFM}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (95)$$

em que:

$Rr_{t-2}^{M^{AGS}}$ Valor dos proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no ano t-2

SM_{t-2}^{AGS} Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2 relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 104.º

$SRAM_{t-2}^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM no ano t-2, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade

$R_{t-2}^{M^{AGS}}$ Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (93), com base em valores verificados em t-2

$CO2_{t-2}^{M^{AGS}}$ Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO_2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, nos termos definidos na Secção XII do presente capítulo, no ano t-2

Δ_{t-2}^{TVCFM} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAM, no ano t-2, a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 135.º

i_{t-2}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 101.º

Custos aceites com a aquisição do fuelóleo para a produção de energia eléctrica

1 - No âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, os custos com o fuelóleo decorrentes da produção de energia eléctrica, no ano t, são determinados do seguinte modo:

$$\tilde{F}_t^{M^{AGS}} = \sum_k \tilde{F}u_t^{ref} \times \tilde{Q}f_{k,t}^{M} + \tilde{C}_{k,t}^{M} \qquad (96)$$

em que,

$\tilde{F}_t^{M^{AGS}}$ Custo com o fuelóleo a consumir na produção de energia eléctrica, aceite pela ERSE, previsto para o ano t

k Ilha k da RAM

$\tilde{F}u_t^{ref}$ Custo unitário do fuelóleo para produção de energia eléctrica praticado no mercado primário de referência, previsto para o ano t

$\tilde{Q}f_{k,t}^{M}$ Quantidade de fuelóleo a consumir na produção de energia eléctrica no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, prevista para o ano t, na ilha k, em toneladas

$\widetilde{C}^{M}_{k,t}$ Custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo consumido no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, até às centrais da ilha k, previstos para o ano t.

2 - Os custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo são fixados para o primeiro ano do período de regulação $\left(\widetilde{C}^{M}_{k,1}\right)$ e evoluem para os restantes anos do período, de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{C}^{M}_{k,t} = \begin{cases} \widetilde{C}^{M}_{k,1} & \\ \widetilde{C}^{M}_{k,t-1} \times (1-\tau^{M}_{t}) & \text{para } t>1 \end{cases} \qquad (97)$$

em que:

τ^{M}_{t} Factor de eficiência associado aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo na Região Autónoma da Madeira, no ano t.

Artigo 102.º

Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\widetilde{R}^{M^D}_{t} = \sum_{j} \left(\widetilde{A}m^{M^D}_{j,t} + \widetilde{A}ct^{M^D}_{j,t} \times \frac{r^{M^D}_{t}}{100} + \widetilde{C}^{M^D}_{j,t} + SNM^{D}_{06\,07,j,t} + \widetilde{A}mb^{M^D}_{j,t} + Z^{M^D}_{j,t-1} \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) + Z^{M^D}_{j,t} - \Delta R^{M^D}_{j,t-2} \right) \qquad (98)$$

em que:

j Níveis de tensão AT/ MT e BT

$\widetilde{A}m^{M^D}_{j,t}$ Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, por nível de tensão j, previstas para o ano t

$\widetilde{A}ct^{M^D}_{j,t}$ Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r^{M^D}_{t}$ Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\widetilde{C}^{M^D}_{j,t}$ Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da actividade, previstos para o ano t

$SNM^{D}_{06\,07,j,t}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 105.º

$\widetilde{A}mb^{M^D}_{j,t}$ Custos por nível de tensão relacionados com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE, de acordo com o "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental", conforme estabelecido na
Secção VII do presente capítulo

$Z^{M^D}_{j,t-1}$ Custos previstos para o ano t-1, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

i^E_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$Z^{M^D}_{j,t}$ Custos estimados para o ano t, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

$\Delta R^{M^D}_{j,t-2}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, relativos ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

3 - Os custos de exploração ($\widetilde{C}^{M^D}_{j,t}$) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{C}^{M^D}_{j,t} = \begin{cases} FC^{M^D}_{j,t} + \sum_i VC^{M^D}_{i_{j,t}} \times \widetilde{D}C^{M^D}_{i_{j,t}} & t = 1 \\ FC^{M^D}_{j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X^{M^D}_{FC,j}}{100}\right) & t = 2, 3 \\ + \sum_i VC^{M^D}_{i_{j,t-1}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X^{M^D}_{VC_{i,j}}}{100}\right) \times \widetilde{D}C^{M^D}_{i_{j,t}} & \end{cases} \qquad (99)$$

em que:

t Ano do período de regulação

I Indutor de custo

j Níveis de tensão AT/MT e BT

$FC^{M^D}_{j,t}$ Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, no ano t

$VC^{M^D}_{i_{j,t}}$ Componente variável unitária i dos custos de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, no ano t

$\widetilde{D}C^{M^D}_{i_{j,t}}$ Valor previsto para o indutor de custos i de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, no ano t

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE

$X^{M^D}_{FC,j}$ Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, em percentagem

$X_{VC_{i,j}}^{M^D}$ Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, em percentagem.

4 - O ajustamento $\left(\Delta R_{j,t-2}^{M^D}\right)$ previsto na expressão (98) é dado por:

$$\Delta \mathbf{R}_{j,t-2}^{M^D} = \left(\mathbf{Rr}_{j,t-2}^{M^D} + \mathbf{SM}_{j,t-2}^{D} + \mathbf{SRAM}_{j,t-2}^{D} - \mathbf{R}_{j,t-2}^{M^D}\right) \times \left(1 + \frac{\mathbf{i}_{t-2}^{E} + \boldsymbol{\delta}_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{\mathbf{i}_{t-1}^{E} + \boldsymbol{\delta}_{t-1}}{100}\right) \qquad \textbf{(100)}$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{M^D}$ Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão j, no ano t-2

$SM_{j,t-2}^{D}$ Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, por nível de tensão j, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 104.º

$SRAM_{j,t-2}^{D}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t-2, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade

$R_{j,t-2}^{M^D}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (98), com base em valores verificados em t-2

i_{t-2}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 103.º

Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\widetilde{R}_{t}^{M^C} = \sum_{j} \left(\widetilde{A}m_{j,t}^{M^C} + \widetilde{A}ct_{j,t}^{M^C} \times \frac{r_{t}^{M^C}}{100} + \widetilde{C}_{j,t}^{M^C} + SNA_{06\ 07,j,t}^{C} + Z_{j,t-1}^{M^C} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) + Z_{j,t}^{M^C} - \Delta R_{j,t-2}^{M^C} \right) \qquad (101)$$

em que:

$\widetilde{R}_{t}^{M^C}$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, previstos para o ano t

j Níveis de tensão MT e BT

$\widetilde{A}m_{j,t}^{M^C}$ Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, por nível de tensão j, previstas para o ano t

$\widetilde{Act}^{M^C}_{j,t}$ Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r^{M^C}_t$ Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\widetilde{C}^{M^C}_{j,t}$ Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da actividade, previstos para o ano t

$SNM^C_{06\,07,j,t}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 105.º

$Z^{M^C}_{j,t-1}$ Custos previstos para o ano t-1, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

i^E_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$Z^{M^C}_{j,t}$ Custos estimados para o ano t, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

$\Delta R^{M^C}_{j,t-2}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, relativo ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

3 - Os custos de exploração ($\widetilde{C}^{M^C}_{j,t}$) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{C}^{M^C}_{j,t} = \begin{cases} C_{AD_{j,t}}^{M^C} + C_{NAD_{j,t}}^{M^C} & t = 1 \\ C_{AD_{j,t-1}}^{M^C} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X^{M^C}_{AD_j}}{100}\right) + C_{NAD_{j,t-1}}^{M^C} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X^{M^C}_{NAD_j}}{100}\right) & t = 2, 3 \end{cases} \quad (102)$$

em que:

t Ano do período de regulação

j Níveis de tensão MT e BT

$C_{AD_{j,t}}^{M^C}$ Custos de comercialização aderentes aos custos de referência do Continente definidos no Artigo 92.º, por nível de tensão j, no ano t

$C_{NAD_{j,t}}^{M^C}$ Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, por nível de tensão j, no ano t

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE

$X_{AD_j}^{M^C}$ Parâmetro associado ao custos de comercialização aderentes aos custos de referência do Continente, por nível de tensão j, em percentagem

$X_{NAD_j}^{M^C}$ Parâmetro associado ao custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, por nível de tensão j, em percentagem.

4 - O ajustamento $\left(\Delta R_{j,t-2}^{M^C}\right)$ previsto na expressão (101) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{M^C}=\left(Rr_{j,t-2}^{M^C}+SM_{j,t-2}^{C}+SRAM_{j,t-2}^{C}-R_{j,t-2}^{M^C}\right)\times\left(1+\frac{i_{t-2}^{E}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i_{t-1}^{E}+\delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (103)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{M^C}$ Proveitos recuperados por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão j, no ano t-2

$SM_{j,t-2}^{C}$ Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, por nível de tensão j, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 104.º

$SRAM_{j,t-2}^{C}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM no ano t-2, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade

$R_{j,t-2}^{M^C}$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (101), com base em valores verificados em t-2

i_{t-2}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 104.º

Custo com a convergência tarifária na RAM

1 - O custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}AM_{Pol,t}=\tilde{S}M_t^{AGS}+\tilde{S}M_t^{D}+\tilde{S}M_t^{C}+RAM_{0607,t} \qquad (104)$$

em que:

$\widetilde{R}AM_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t

$\tilde{S}M_t^{AGS}$ Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, previsto para o ano t

$\tilde{S}M_t^{D}$ Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, previsto para o ano t

$\tilde{S}M_t^{C}$ Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM, previsto para o ano t

$RAM_{0607,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAM referentes aos anos de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, a recuperar no ano t, calculados de acordo com o Artigo 105.º.

2 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}M_t^{AGS}\right)$, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}M_t^{AGS}=\widetilde{R}_t^{M^{AGS}}-SNM_{0607,t}^{AGS}-\widetilde{R}_{AGS,t}^{M}-\tilde{S}RAM_t^{AGS} \qquad (105)$$

em que:

$\widetilde{R}_t^{M^{AGS}}$ Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t calculado de acordo com a expressão (93) do Artigo 100.º

$SNM_{0607,t}^{AGS}$ Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 105.º

$\widetilde{R}_{AGS,t}^{M}$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no ano t

$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

3 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}M_t^{D}\right)$, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}M_t^{D}=\sum_j \tilde{S}M_{j,t}^{D}=\sum_j\left(\widetilde{R}_{j,t}^{M^{D}}-SNM_{0607,j,t}^{D}-\widetilde{R}_{D,j,t}^{M}-\tilde{S}RAM_{j,t}^{D}\right) \qquad (106)$$

em que:

$\tilde{S}M_{j,t}^{D}$ Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, no nível de tensão j, previsto para o ano t

j Níveis de tensão AT, MT e BT

$\widetilde{R}_{j,t}^{M^{D}}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, previstos para o ano t calculados de acordo com a expressão (98) do Artigo 102.º

$SNM^{D}_{0607,j,t}$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 105.º
$\widetilde{R}^{M}_{D,j,t}$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão j, no ano t
$\tilde{S}RAM^{D}_{j,t}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

4 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}M^{C}_{t}\right)$, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}M^{C}_{t}=\sum_{j}\tilde{S}M^{C}_{j,t}=\sum_{j}\left(\widetilde{R}^{M^{C}}_{j,t}-SNM^{C}_{0607,j,t}-\widetilde{R}^{M}_{C,j,t}-\tilde{S}RAM^{C}_{j,t}\right) \quad (107)$$

em que:

$\tilde{S}M^{C}_{j,t}$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM, no nível de tensão j, previsto para o ano t
j	Níveis de tensão MT e BT
$\widetilde{R}^{M^{C}}_{j,t}$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão (101) do Artigo 103.º
$SNM^{C}_{0607,j,t}$	Custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 105.º
$\widetilde{R}^{M}_{C,j,t}$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão j, no ano t
$\tilde{S}RAM^{C}_{j,t}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada actividade.

Artigo 105.º

Custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007

1 - O custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007 corresponde ao montante não repercutido na tarifa de UGS do operador da rede de transporte em Portugal continental, nos anos de 2006 e 2007 devido à limitação imposta pelo Artigo 138.º do Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 18 993-A/2005 (2ª série), de 31 de Agosto.

2 - O custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$RAM_{0607,t}=SNM^{AGS}_{0607,t}+SNM^{D}_{0607,t}+SNM^{C}_{0607,t} \quad (108)$$

em que:

$RAM_{0607,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t

$SNM^{AGS}_{0607,t}$ Custo com a convergência tarifária afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t

$SNM^{D}_{0607,t}$ Custos com a convergência tarifária afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t

$SNM^{C}_{0607,t}$ Custos com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t.

3 - O custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros calculados à taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de cada ano, acrescida de meio ponto percentual, $(RAM_{0607,t})$, será recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em 10 anuidades, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

4 - Para cada ano t do período de recuperação, o valor da anuidade corresponde ao termo de uma renda de prestações constantes, de capital e encargos financeiros, calculada até final do referido período.

5 - Para cada ano t do período de recuperação, o valor da anuidade referida no número anterior, será recalculada com base na taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho do ano em que ocorre a fixação das tarifas de energia eléctrica (t-1), acrescida de meio ponto percentual.

6 - O custo com a convergência tarifária da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema $(SNM^{AGS}_{0607,t})$ corresponde ao valor da renda referida no número anterior afecto a esta actividade.

7 - O custo com a convergência tarifária da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica $(SNM^{D}_{0607,t})$, corresponde ao valor da renda referida no n.º 5 - afecto a esta actividade.

8 - O custo com a convergência tarifária afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica $(SNM^{C}_{0607,t})$, corresponde ao valor da renda referida no n.º 5 - afecto a esta actividade.

Artigo 106.º

Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAM para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

1 - O custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema $(\widetilde{R}AM_{Pol,t})$, no ano t, é transferido mensalmente pelo operador da rede de transporte em Portugal continental para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{R}AM_{m,t}=\frac{1}{12}\widetilde{R}AM_{Pol,t} \qquad (109)$$

em que:

$\widetilde{R}AM_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t.

Secção VII

Incentivo à promoção do desempenho ambiental

Artigo 107.º

Plano de Promoção do Desempenho Ambiental

1 - O Plano de Promoção do Desempenho Ambiental é um mecanismo de incentivo à melhoria do desempenho ambiental da entidade que o execute.

2 - Os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental podem ser submetidos a aprovação da ERSE pelas seguintes entidades:

a) Operador de rede de transporte, em Portugal continental, no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

b) Operadores das redes de distribuição, com excepção dos operadores exclusivamente em BT, no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

c) Concessionária do transporte e distribuição na RAA, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema e da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

d) Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema e da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

Artigo 108.º

Regulamentação dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental

1 - A ERSE deve publicar, no prazo máximo de 30 dias após a publicação deste regulamento, as regras que regem os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.

2 - As regras referidas no número anterior devem incluir os seguintes temas:

a) Esquema de funcionamento e respectivos prazos.

b) Montantes a afectar aos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.

c) Tipo de medidas elegíveis.

d) Regras e critérios para a selecção de medidas.

e) Conteúdo dos planos e relatórios de execução.

f) Registo contabilístico.

g) Painel de avaliação.

h) Divulgação dos resultados obtidos.

i) Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.

Secção VIII

Incentivo à redução de perdas

Artigo 109.º

Incentivo à redução de perdas

1 - O incentivo à redução de perdas destina-se a induzir o operador da rede de distribuição em MT e AT a atingir um nível de perdas de referência estabelecido pela ERSE.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, nos termos do Artigo 85.º e deverá considerar as perdas na RND e nas redes de distribuição em BT a ele concessionadas.

Artigo 110.º

Metodologia de Cálculo do Incentivo

1 - O incentivo à redução das perdas na rede de distribuição $\left(PP_{URD,t-2}\right)$ depende do valor das perdas, P_{t-2}, nos seguintes termos:

Quando: $P_{t-2}<P_{REF,t-2}-\Delta Z$

$$PP_{URD,t-2}=Min\left\{IRP_{max,t-2},\left[\left(P_{REF,t-2}-\Delta Z\right)-P_{t-2}\right]\times E^{D}_{t-2}\times V_{p,t-2}\right\} \quad (110)$$

Quando: $P_{t-2}>P_{REF,t-2}+\Delta Z$

$$PP_{URD,t-2}=Max\left\{IRP_{min,t-2},\left[\left(P_{REF,t-2}+\Delta Z\right)-P_{t-2}\right]\times E^{D}_{t-2}\times V_{p,t-2}\right\} \quad (111)$$

Quando: $P_{REF,t-2}-\Delta Z\leq P_{t-2}\leq P_{REF,t-2}+\Delta Z$

$$PP_{URD,t-2}=0 \quad (112)$$

em que:

$$IRP_{max,t-2}=-IRP_{min,t-2}=(\Delta P-\Delta Z)\times E^{D}_{t-2}\times V_{p,t-2} \quad (113)$$

e sendo:

$PP_{URD,t-2}$	Incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, no ano t-2
$IRP_{max,t-2}$	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à redução de perdas, no ano t-2
$IRP_{min,t-2}$	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à redução de perdas, no ano t-2
$V_{p,t-2}$	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em Euros por kWh, a definir pela ERSE
$P_{REF,t-2}$	Nível de referência das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em percentagem
P_{t-2}	Nível de perdas no ano t-2, em percentagem, dado pelo quociente entre as perdas e a energia activa entregue pela rede de distribuição
E^{D}_{t-2}	Total da energia eléctrica entregue na rede de distribuição no ano t-2, em kWh

Artigo 111.º

Nível de perdas de referência

O nível de referência das perdas $\left(P_{REF,t-2}\right)$ é fixado para cada um dos anos do período de regulação, tendo em conta os objectivos estabelecidos no Programa Nacional para as Alterações Climáticas.

Artigo 112.º

Envio de informação

1 - O operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, deve enviar à ERSE a informação necessária para determinação das perdas no âmbito dos balanços de energia referidos no Artigo 145.º.

2 - A informação sobre a valorização das perdas deve ser enviada à ERSE, anualmente, pelo operador da rede de distribuição, até 1 de Maio.

Secção IX

Incentivo à melhoria da qualidade de serviço

Artigo 113.º

Incentivo à melhoria da qualidade de serviço

1 - O incentivo à melhoria da qualidade de serviço tem como objectivo promover a continuidade de fornecimento de energia eléctrica.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, no termos do Artigo 85.º.

3 - A forma de cálculo deste incentivo e dos respectivos parâmetros é definida em documento complementar.

Secção X

Promoção da eficiência no consumo de energia eléctrica

Artigo 114.º

Plano de Promoção da Eficiência no Consumo

1 - O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo tem como objectivo melhorar a eficiência no consumo de energia eléctrica.

2 - A regulamentação e funcionamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo são definidos em sub-regulamentação, nomeadamente nas "Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo", aprovadas pela ERSE.

Secção XI

Incentivos à optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica

Artigo 115.º

Mecanismo de optimização dos contratos de aquisição de energia eléctrica

O mecanismo de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica por parte do Agente Comercial e a correspondente partilha com os clientes dos benefícios obtidos são definidos em sub-regulamentação.

Secção XII

Incentivos à óptima gestão das licenças de emissão de CO_2

Artigo 116.º

Mecanismos de optimização da gestão das licenças de emissão de CO_2

O mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO_2 e a correspondente valorização dos défices ou dos excedentes de licenças de emissão de CO_2, assim como a partilha com os clientes dos benefícios ou prejuízos obtidos são definidos em sub-regulamentação.

Secção XIII

Incentivo à disponibilidade da rede de transporte

Artigo 117.º

Incentivo à disponibilidade da rede de transporte

1 - O incentivo à disponibilidade da rede de transporte tem como objectivo promover a sua fiabilidade, enquanto factor determinante para a qualidade de serviço associada ao desempenho da RNT.

2 - A definição da forma de cálculo deste incentivo e dos respectivos parâmetros são definidos em sub-regulamentação.

3 - A aplicação do presente artigo inicia-se com a entrada em vigor da sub-regulamentação prevista no número anterior.

Capítulo V

Processo de cálculo das tarifas reguladas

Secção I

Metodologia de cálculo da tarifa de Energia

Artigo 118.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Energia

1 - A tarifa de Energia é estabelecida por forma a recuperar os custos com a função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para fornecimento dos clientes, previstos no Artigo 88.º.

2 - Os preços da tarifa de Energia são calculados por forma a recuperar os custos $\widetilde{R}^{CR}_{TE,t}$ de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{R}^{CR}_{TE,t} = \sum_{h} Wh_{MAT,t} \times \left(1+\gamma^{h}_{MAT/AT}\right)^{-1} \times TWh^{E}_{t} + \sum_{n}\sum_{i}\sum_{h} Wh_{i_{n},t} \times \prod_{j}\left(1+\gamma^{h}_{j}\right) \times TWh^{E}_{t} \qquad (114)$$

com:

n	Nível de tensão n (n = AT, MT e BT)
i	Opção tarifária i do nível de tensão n
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
j	Nível de tensão j (j = AT, MT e BT com j ≥ n)

em que, com n = AT, MT e BT:

$\widetilde{R}^{CR}_{TE,t}$	Custos com a função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t
$Wh_{MAT,t}$	Energia activa fornecida no período horário h a clientes em MAT transitoriamente, prevista para o ano t
$Wh_{i_{n},t}$	Energia activa fornecida no período horário h da opção tarifária i do nível de tensão n (transitoriamente em AT, MT e BTE), prevista para o ano t
TWh^{E}_{t}	Preço da energia activa da tarifa de Energia no período horário h, no ano t

γ_{j}^{h} Factor de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j

$\gamma_{MAT/AT}^{h}$ Factor de ajustamento para perdas no período horário h relativo à transformação de MAT/AT.

sendo o factor de ajustamento para perdas $\gamma_{MAT/AT}^{h}$ calculado da seguinte forma:

$$\gamma_{MAT/AT}^{h}=\frac{1+\gamma_{AT/RNT}^{h}}{1+\gamma_{MAT}^{h}}-1 \qquad (115)$$

em que:

γ_{MAT}^{h} Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário h

$\gamma_{AT/RNT}^{h}$ Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação MAT/AT, no período horário h

repercutindo, na estrutura dos preços da tarifa de Energia, a estrutura dos preços marginais de aquisição de energia nos termos do estabelecido no Artigo 119.º.

3 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Energia são as energias activas fornecidas a clientes do comercializador de último recurso em MAT, AT, MT (transitoriamente) e em BT, previstas para o ano t, devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT através dos respectivos factores de ajustamento para perdas.

4 - Para efeitos do número anterior são considerados diagramas de carga tipo com uma desagregação por período tarifário idêntica à da tarifa de Energia.

5 - Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos seus fornecimentos a clientes em MAT, AT, MT (transitoriamente) e em BT são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2 -, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 4 -.

6 - Os preços da tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos em MAT, AT, MT (transitoriamente) e em BT são estabelecidos anualmente.

Artigo 119.º

Estrutura dos preços marginais de energia

A estrutura dos preços marginais de energia deve ser repercutida na estrutura dos preços da tarifa de Energia, através da seguinte expressão:

$$TWh_{t}^{E}=k^{E}\times PmgWh^{E} \qquad (116)$$

em que:

TWh_{t}^{E} Preço da energia activa da tarifa de Energia no período horário h, no ano t

$PmgWh^{E}$ Preço marginal de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso no período horário h

k^{E} Factor a aplicar aos preços marginais da energia

Secção II

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso Global do Sistema

Artigo 120.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte

1 - O operador da rede de transporte recupera os proveitos no âmbito da tarifa de Uso Global do Sistema por aplicação da tarifa definida no presente artigo às entregas ao operador da rede de distribuição em MT e AT e ainda pela facturação ao mesmo operador dos encargos relativos aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual, definidos no Artigo 121.º.

2 - Os preços das parcelas I, II e III da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, de acordo com as seguintes expressões:

$$\widetilde{R}^{T}_{GS,t}=\sum_{h} Wh_t \times TWh_t^{UGS1} \quad (117)$$

$$\widetilde{R}^{T}_{Pol,t}=\sum_{h} Wh_t \times TWh_t^{UGS2} \quad (118)$$

$$\widetilde{R}^{T}_{GP,t}=\sum_{h'} Wh'_t \times TWh'^{UGS3}_t \quad (119)$$

com:

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

h’ Período horário h’ (h’ = horas de ponta e cheias)

em que:

$\widetilde{R}^{T}_{GS,t}$ Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental para o ano t, decorrentes da gestão do sistema, calculados de acordo com a expressão (7) do Artigo 75.º

$\widetilde{R}^{T}_{Pol,t}$ Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental, previstos para o ano t, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, calculados de acordo com a expressão (11) do Artigo 76.º

$\widetilde{R}^{T}_{GP,t}$ Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental, previstos para o ano t, decorrentes do mecanismo de garantia de potência, calculados de acordo com a expressão (19) do Artigo 78.º

TWh_t^{UGS1} Preço da energia activa entregue no período horário h da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t

TWh_t^{UGS2} Preço da energia activa entregue no período horário h da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t

TWh'^{UGS3}_t Preço da energia activa entregue no período horário h’ da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t

Wh_t Energia activa entregue no período horário h, prevista para o ano t

Wh'_t Energia activa entregue no período horário h', prevista para o ano t.

3 - Os preços de energia da parcela I e da parcela II da tarifa de Uso Global de Sistema não apresentam diferenciação horária.

4 - A estrutura dos preços de energia da parcela III da tarifa de Uso Global de Sistema deve repercutir a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia.

5 - Todas as entregas estabelecidas nos números anteriores devem ser referidas à saída da RNT.

Artigo 121.º

Encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte, relativos aos CMEC

1 - Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a facturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são calculados nos termos do presente artigo, sem prejuízo do disposto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

2 - Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a facturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são obtidos por aplicação do preço do termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema definido no Artigo 122.º às quantidades físicas envolvidas, de acordo com a seguinte expressão:

$$Enc_m^{CMEC}=\sum_n \sum_i Pc_{i_{n,m}} \times TPc_t^{UGS2Prod} \qquad (120)$$

com:

n Nível de tensão n (n = MAT, AT, MT e BT)

i Opções tarifárias i do nível de tensão n

em que:

Enc_m^{CMEC} Encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a facturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, no mês m

$Pc_{i_{n,m}}$ Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes dos comercializadores de último recurso, da opção tarifária i, no mês m

$TPc_t^{UGS2Prod}$ Parcela do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos pagamentos dos CMEC previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, no ano t, definido no Artigo 122.º.

Artigo 122.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

1 - Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2 -, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 6 -.

2 - Os preços das parcelas I, II e III da tarifa de Uso Global do Sistema a considerar para a conversão referida no número anterior, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 5 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, definido no Artigo 81.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\widetilde{R}_{UGS1,t}^{D}=\sum_h Wh_{MAT,t} \times \left(1+\gamma_{MAT/AT}^{h}\right)^{-1} \times TWh_t^{UGS1}+\sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i_{n,t}} \times \prod_j \left(1+\gamma_j^h\right) \times TWh_t^{UGS1} \qquad (121)$$

$$\tilde{R}W^{D}_{UGS2A,t}\text{-}\tilde{S}PRE^{PRE1}_{CVEE,t}\text{-}DT^{D}_{06Pol,t}\text{-}DT^{D}_{07Pol,t}= \tag{122}$$

$$=\sum_{h} Wh_{MAT,t}\times\left(1+\gamma^{h}_{MAT/AT}\right)^{-1}\times TWh^{UGS2}_{t}+\sum_{n}\sum_{i}\sum_{h} Wh_{i_{n,t}}\times\prod_{j}\left(1+\gamma^{h}_{j}\right)\times TWh^{UGS2}_{t}$$

$$\tilde{S}PRE^{PRE1}_{CVEE,t}\times\frac{NC_{MAT,t}}{\sum_{p}\sum_{i} NC_{i_{p,t}}}=\sum_{h} Wh_{MAT,t}\times\left(1+\gamma^{h}_{MAT/AT}\right)^{-1}\times TWPRE1h^{UGS2}_{MAT,t} \tag{123}$$

$$\tilde{S}PRE^{PRE1}_{CVEE,t}\times\frac{\sum_{i} NC_{i_{q,t}}}{\sum_{p}\sum_{i} NC_{i_{p,t}}}=\sum_{q}\sum_{i}\sum_{h} Wh_{i_{n,t}}\times\prod_{j}\left(1+\gamma^{h}_{j}\right)\times TWPRE1h^{UGS2}_{q,t} \tag{124}$$

$$DT^{D}_{06Pol,t}=\sum_{u}\sum_{h} Wh_{u_{BT,t}}\times\prod_{j}\left(1+\gamma^{h}_{j}\right)\times TWDT\ 06^{UGS2}_{BT,t} \tag{125}$$

$$DT^{D}_{07Pol,t}=\sum_{v}\sum_{h} Wh_{v_{BTN,t}}\times\prod_{j}\left(1+\gamma^{h}_{j}\right)\times TWDT\ 07^{UGS2}_{BTN,t} \tag{126}$$

$$\tilde{R}W^{D}_{UGS2B,t}=\sum_{h}\frac{Wh_{MAT,t}}{\left(1+\gamma^{h}_{MAT/AT}\right)}\times TW^{UGS2B}_{MAT,t}+\sum_{m}\sum_{k}\sum_{h}\left[Wh_{k_{m,t}}\times\prod_{j}\left(1+\gamma^{h}_{j}\right)\times TW^{UGS2B}_{m,t}\right] \tag{127}$$

$$TPc^{UGS2}_{t}=TPc^{UGS2Prod}_{t}+TPc^{UGS2Alisam}_{t} \tag{128}$$

$$\tilde{R}P^{D}_{UGS2,t}\text{-}\tilde{P}A_{CMEC,t}=\sum_{m}\sum_{k} Pc_{k_{m,t}}\times TPc^{UGS2Prod}_{t} \tag{129}$$

$$\tilde{P}A_{CMEC,t}=\sum_{m}\sum_{k} Pc_{k_{m,t}}\times TPc^{UGS2Alisam}_{t} \tag{130}$$

$$\tilde{R}P^{D}_{UGS2,t}=\sum_{m}\sum_{k} Pc_{k_{m,t}}\times TPc^{UGS2}_{t} \tag{131}$$

$$\tilde{R}^{D}_{UGS3,t}=\sum_{h'} Wh'_{MAT,t}\times\left(1+\gamma^{h'}_{MAT/AT}\right)^{-1}\times TWh'^{UGS3}_{t}+\sum_{n}\sum_{i}\sum_{h'} Wh'_{i_{n,t}}\times\prod_{j}\left(1+\gamma^{h'}_{j}\right)\times TWh'^{UGS3}_{t} \tag{132}$$

em que:

$$TWh^{UGS2}_{a,t}=TWh^{UGS2}_{t}+TWPRE1h^{UGS2}_{a,t} \tag{133}$$

$$TWh^{UGS2}_{BTE,t}=TWh^{UGS2}_{t}+TWPRE1h^{UGS2}_{BTE,t}+TWDT06^{UGS2}_{BT,t} \tag{134}$$

$$TWh^{UGS2}_{BTN>2.3,t}=TWh^{UGS2}_{t}+TWPRE1h^{UGS2}_{BTN,t}+TWDT06^{UGS2}_{BT,t}+TWDT07^{UGS2}_{BTN,t} \tag{135}$$

$$TWh^{UGS2}_{BTN\leq 2.3,t}=TWh^{UGS2}_{t}+TWDT06^{UGS2}_{BT,t}+TWDT07^{UGS2}_{BTN,t} \tag{136}$$

com:

a	Nível de tensão a (a = MAT, AT e MT)
m	Nível de tensão ou tipo de fornecimento m (m = MAT, AT, MT, BTE e BTN)
n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = AT, MT, BTE e BTN)
p	Nível de tensão ou tipo de fornecimento p (p = MAT, AT, MT, BTE e BTN excluindo os fornecimentos com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA)
q	Nível de tensão ou tipo de fornecimento q (q = AT, MT, BTE e BTN excluindo os fornecimentos com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA)
i	Opções tarifárias i do nível de tensão n
u	Opções tarifárias u do nível de tensão BT
v	Opções tarifárias v do tipo de fornecimento BTN
k	Opções tarifárias k do nível de tensão m
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
h’	Período horário h’ (h’ = horas de ponta e cheias)
j	Nível de tensão j (j = AT, MT e BT com j $\geq$ n)

em que:

$\widetilde{R}^{D}_{UGS1,t}$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$\widetilde{R}W^{D}_{UGS2A,t}$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental com os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$DT^{D}_{06Pol,t}$ Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano t

$DT^{D}_{07Pol,t}$ Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano t

$\tilde{S}PRE^{PRE1}_{CVEE,t}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, previstos para o ano t

$\tilde{R}W^{D}_{UGS2B,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no âmbito das medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$RP^{D}_{UGS2,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{P}A_{CMEC,t}$ Componente de alisamento dos CMEC, prevista para o ano t

$\tilde{R}^{D}_{UGS3,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$Wh_{MAT,t}$ Energia activa entregue no período horário h a clientes em MAT, prevista para o ano t

$Wh'_{MAT,t}$ Energia activa entregue no período horário h' a clientes em MAT, prevista para o ano t

$Wh_{i_{n,t}}$ Energia activa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, prevista para o ano t

$Wh_{k_{m,t}}$ Energia activa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão m e da opção tarifária k, prevista para o ano t

$Wh'_{i_{n,t}}$ Energia activa entregue no período horário h' a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, prevista para o ano t

$Wh_{u_{BT,t}}$ Energia activa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão de BT e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária u, prevista para o ano t

$Wh_{v_{BTN,t}}$ Energia activa entregue no período horário h a clientes do tipo de fornecimento BTN e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária v, prevista para o ano t

$NC_{MAT,t}$ Somatório do número de clientes em cada mês em MAT, previsto para o ano t

$NC_{i_{q,t}}$ Somatório do número de clientes em cada mês da opção tarifária i no nível de tensão ou tipo de fornecimento q (com excepção dos clientes em BT com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA), previsto para o ano t

$Pc_{k_{m,t}}$ Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária k, prevista para o ano t

TWh^{UGS1}_{t} Preço aplicável à energia activa do período horário h da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t

TWh_{t}^{UGS2} Preço aplicável à energia activa do período horário h da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema comum a todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, no ano t

$TWPRE1h_{MAT,t}^{UGS2}$ Preço aplicável à energia activa do período horário h da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao sobrecusto da produção em regime especial enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, em MAT, no ano t

$TWPRE1h_{q,t}^{UGS2}$ Preço aplicável à energia activa do período horário h da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao sobrecusto da produção em regime especial enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, no nível de tensão ou tipo de fornecimento q (com excepção dos clientes em BT com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA), no ano t

$TWDT06_{BT,t}^{UGS2}$ Preço aplicável à energia activa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, no ano t

$TWDT07_{BTN,t}^{UGS2}$ Preço aplicável à energia activa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2007, no ano t

$TWh_{a,t}^{UGS2}$ Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia activa do período horário h do nível de tensão a, no ano t

$TWh_{BTE,t}^{UGS2}$ Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia activa do período horário h das entregas a clientes de BTE , no ano t

$TWh_{BTN>2.3,t}^{UGS2}$ Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia activa do período horário h das entregas a clientes de BTN com potência contratada superior a 2,3 kVA, no ano t

$TWh_{BTN\leq 2.3,t}^{UGS2}$ Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia activa m das entregas a clientes de BTN com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA, no ano t

$TW_{MAT,t}^{UGS2B}$ Preço de energia activa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativo às medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária aplicável às entregas a clientes em MAT, no ano t

$TW_{m,t}^{UGS2B}$ Preço de energia activa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativo às medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária aplicável às entregas a clientes do nível de tensão e tipo de fornecimento m, no ano t

TPc_{t}^{UGS2} Preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual, no ano t

$TPc_{t}^{UGS2Prod}$ Parcela do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual no âmbito do Decreto-Lei n.º 240/2004, no ano t

$TPc_{t}^{UGS2Alisam}$ Parcela do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual no âmbito do mecanismo de alisamento, no ano t

TWh'^{UGS3}_{t} Preço aplicável à energia activa do período horário h' da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t

γ_{j}^{h} Factor de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j

$\gamma_{j}^{h'}$ Factor de ajustamento para perdas no período horário h' no nível de tensão j

$\gamma_{MAT/AT}^{h}$ Factor de ajustamento para perdas no período horário h relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão (115)

$\gamma^{h'}_{MAT/AT}$ Factor de ajustamento para perdas no período horário h' relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão (115).

3 - A estrutura dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativos às medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária deve reflectir o grau de contribuição de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento para os desvios de custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso e ainda contribuir para a estabilidade das tarifas de acesso às redes face às variações dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral.

4 - A estrutura dos preços de energia da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema deve repercutir a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia, nos termos do estabelecido no Artigo 120.º.

5 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema são as energias activas entregues a clientes, devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT, e as potências contratadas associadas a essas entregas, previstas para o ano t.

6 - Para efeitos do número anterior são considerados diagramas de carga tipo com uma desagregação por período tarifário idêntica à da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.

Secção III

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 123.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte

1 - Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT e os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos ao operador da rede de transporte, definidos no Artigo 79.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{URT,t} = \sum_{n'} Wh^{P}_{n',t} \times TWh^{P}_{n',t} + \sum_{n} Pc_{n,t} \times TPc^{URT}_{n,t} + Pp_{n,t} \times TPp^{URT}_{n,t} + \sum_{h} Wh_{n,t} \times TWh^{URT}_{n,t} + Wrc_{n,t} \times TWrc^{URT}_{n,t} + Wri_{n,t} \times TWri^{URT}_{n,t} \quad (137)$$

com:

n Nível de tensão n (n = MAT e AT)

n' Nível de tensão da produção (n' = MAT, AT e MT)

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

em que:

$\tilde{R}^{T}_{URT,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstos para o ano t

$Wh^{P}_{n',t}$	Energia activa no período horário h a facturar aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial nos pontos de ligação das instalações dos produtores no nível de tensão n’, prevista para o ano t
$TWh^{P}_{n',t}$	Preço da energia activa no período horário h nos pontos de ligação das instalações dos produtores no nível de tensão n’, no ano t
$Pc_{n,t}$, $Pp_{n,t}$	Potência contratada e potência em horas de ponta das entregas no nível de tensão n, referidas à saída da RNT, previstas para o ano t
$TPc^{URT}_{n,t}$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t
$TPp^{URT}_{n,t}$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t
$TWh^{URT}_{n,t}$	Preço da energia activa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t
$Wh_{n,t}$	Energia activa no período horário h das entregas no nível de tensão n, referida à saída da RNT, prevista para o ano t
$Wrc_{n,t}$	Energia reactiva capacitiva nas ligações das subestações do operador da rede de transporte às redes do operador da rede de distribuição em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT
$TWrc^{URT}_{n,t}$	Preço da energia reactiva capacitiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t
$Wri_{n,t}$	Energia reactiva indutiva nas ligações das subestações do operador da rede de transporte às redes do operador da rede de distribuição em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT
$TWri^{URT}_{n,t}$	Preço da energia reactiva indutiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t

repercutindo, na estrutura dos preços de potência da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a estrutura dos custos incrementais de potência por aplicação de um factor multiplicativo, através das seguintes expressões:

$$TPc^{URT}_{AT,t}=k^{URT}_{t}\times CiPc^{URT}_{AT} \quad (138)$$

$$TPp^{URT}_{AT,t}=k^{URT}_{t}\times CiPp^{URT}_{AT} \quad (139)$$

em que:

$Ci\ Pc^{URT}_{AT}$	Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT
$Ci\ Pp^{URT}_{AT}$	Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT
k^{URT}_{t}	Factor a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em AT, no ano t

impondo que os preços da potência contratada e da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT sejam iguais aos aplicáveis pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes em MAT, estabelecidos no Artigo 124.º.

2 - Os preços de energia activa das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh^{URT}_{MAT,t}=\gamma^{h}_{MAT}\times TWh_{t} \quad (140)$$

$$TWh^{URT}_{AT,t}=\gamma^{h}_{AT/RNT}\times TWh_{t} \quad (141)$$

em que:

γ_{MAT}^{h} Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário h

$\gamma_{AT/RNT}^{h}$ Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação de MAT/AT, no período horário h

TWh_{t} Preço marginal da energia activa entregue no período horário h à entrada da RNT, no ano t.

Artigo 124.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes

1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2 -, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas.

2 - Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a considerar para a conversão referida no número anterior são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas nos n.os 4 - e 5 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, definidos no Artigo 84.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{R}_{URT,t}^{D}=Pc_{MAT,t}\times TPc_{MAT,t}^{URT}+Pp_{MAT,t}\times TPp_{MAT,t}^{URT}+\sum_{h}Wh_{MAT,t}\times TWh_{MAT,t}^{URT}+Wrc_{MAT,t}\times TWrc_{MAT,t}^{URT}+Wri_{MAT,t}$$

$$\times TWri_{MAT,t}^{URT}+\sum_{n}\sum_{i}Pp_{i_{n,t}}\times\prod_{j}\left(1+\gamma_{j}^{p}\right)\times\left[TPp_{AT,t}^{URT}+(1+\delta_{MAT})\times TPc_{AT,t}^{URT}\right]+\sum_{n}\sum_{i}\sum_{h}Wh_{i_{n,t}}\times \quad (142)$$

$$\times\prod_{j}\left(1+\gamma_{j}^{h}\right)\times TWh_{AT,t}^{URT}$$

com:

n Nível de tensão n (n = AT, MT e BT)

i Opções tarifárias i do nível de tensão n

p Período horário p (p = horas de ponta)

j Nível de tensão j (j = AT, MT e BT com j ≥ n)

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

em que:

$\widetilde{R}^{D}_{URT,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano t

$Pc_{MAT,t}$ Potência contratada das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t

$Pp_{MAT,t}$ Potência em horas de ponta das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t

$TPc^{URT}_{MAT,t}$ Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t

$TPp^{URT}_{MAT,t}$ Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t

$Wh_{MAT,t}$ Energia activa entregue a clientes em MAT no período horário h, prevista para o ano t

$TWh^{URT}_{MAT,t}$ Preço da energia activa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t

$Wrc_{MAT,t}$ Energia reactiva capacitiva das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t

$TWrc^{URT}_{MAT,t}$ Preço da energia reactiva capacitiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t

$Wri_{MAT,t}$ Energia reactiva indutiva das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t

$TWrir^{URT}_{MAT,t}$ Preço da energia reactiva indutiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t

$Pp_{i_{n,t}}$ Potência em horas de ponta das entregas a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t

$TPc^{URT}_{AT,t}$ Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t

$TPp^{URT}_{AT,t}$ Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t

γ^{p}_{j} Factor de ajustamento para perdas no período horário p no nível de tensão j

$Wh_{i_{n,t}}$ Energia activa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, prevista para o ano t

$TWh^{URT}_{AT,t}$ Preço da energia activa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t

γ^{h}_{j} Factor de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j

$\gamma^{h}_{MAT/AT}$ Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à transformação de MAT/AT, no período horário h, de acordo com a expressão (115)

δ_{MAT} Factor que relaciona, por efeito de simultaneidade, a potência média em horas de ponta entregue a clientes no nível de tensão de jusante com a potência contratada desse nível de tensão.

repercutindo, na estrutura dos preços de potência da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a estrutura dos custos incrementais de potência por aplicação de um factor multiplicativo através das seguintes expressões:

$$TPc^{URT}_{MAT,t}=k^{URT}_{t}\times Ci\ Pc^{URT}_{MAT} \quad (143)$$

$$TPp^{URT}_{MAT,t}=k^{URT}_{t}\times Ci\ Pp^{URT}_{MAT} \quad (144)$$

$$TPc^{URT}_{AT,t}=k^{URT}_{t}\times Ci\ Pc^{URT}_{AT} \quad (145)$$

$$TPp^{URT}_{AT,t}=k^{URT}_{t}\times Ci\ Pp^{URT}_{AT} \quad (146)$$

em que:

$Ci\ Pc^{URT}_{MAT}$ Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em MAT

$Ci\ Pp^{URT}_{MAT}$ Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em MAT

$Ci\ Pc^{URT}_{AT}$ Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT

$Ci\ Pp^{URT}_{AT}$ Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT

k^{URT}_{t} Factor a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em MAT e AT, no ano t.

3 - Os preços de energia activa das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh^{URT}_{MAT,t}=\gamma^{h}_{MAT}\times TWh_{t} \quad (147)$$

$$TWh^{URT}_{AT,t}=\gamma^{h}_{AT/RNT}\times TWh_{t} \quad (148)$$

em que:

γ^{h}_{MAT} Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário h

$\gamma^{h}_{AT/RNT}$ Factor de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação de MAT/AT, no período horário h

TWh_{t} Preço marginal da energia activa entregue no período horário h à entrada da RNT, no ano t.

4 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte são as potências contratadas, as potências em horas de ponta e as energias activas das entregas a clientes, previstas para o ano t, devidamente ajustadas para perdas e referidas à saída da RNT.

5 - No cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT consideram-se também as quantidades de energia reactiva.

6 - Nas entregas a clientes em AT e nos níveis de tensão inferiores, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta através de um factor de simultaneidade e a energia reactiva não é facturada.

7 - Para efeitos do n.º 2 - são considerados diagramas de carga tipo desagregados em quatro períodos horários.

Secção IV

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 125.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes

1 - Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e MT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2 -, para os níveis de tensão a jusante e opções tarifárias por aplicação dos factores de ajustamento para perdas.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT, a considerar para a conversão referida no número anterior, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 4 - proporcione o montante de proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, definidos no Artigo 85.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{URD,t}=\tilde{R}^{D-NT}_{URD,t}+\tilde{R}^{D-BT}_{URD,t} \qquad (149)$$

$$\tilde{R}^{D-NT}_{URD,t}=\tilde{R}_{URD_{AT,t}}+\tilde{R}_{URD_{MT,t}} \qquad (150)$$

$$\tilde{R}^{D-BT}_{URD,t}=\tilde{R}_{URD_{BT,t}} \qquad (151)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{URD,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{D-NT}_{URD,t}$ Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT e MT, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{D-BT}_{URD,t}$ Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URD_{AT,t}}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URD_{MT,t}}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URD_{BT,t}}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, previstos para o ano t.

e

$$\tilde{R}_{URD_{AT,t}}=\sum_{i}\left(Pc_{i_{AT,t}}\times TPc_{AT,t}^{URD}+Pp_{i_{AT,t}}\times TPp_{AT,t}^{URD}+\sum_{h}Wh_{AT,t}\times TWh_{AT,t}^{URD}+Wrc_{i_{AT,t}}\times TWrc_{AT,t}^{URD}+Wri_{i_{AT,t}}\times\right.$$
$$\left.\times TWri_{AT,t}^{URD}\right)+\sum_{n}\sum_{i}Pp_{i_{n,t}}\times\prod_{j}\left(1+\gamma_{j}^{p}\right)\times\left(TPp_{AT,t}^{URD}\right)+\sum_{n}\sum_{i}Pp_{i_{n,t}}\times\prod_{j}\left(1+\gamma_{j}^{p}\right)\times(1+\delta_{AT})\times TPc_{AT,t}^{URD}+ \quad (152)$$
$$+\sum_{n}\sum_{i}\sum_{h}Wh_{i_{n,t}}\times\prod_{j}\left(1+\gamma_{j}^{h}\right)\times TWh_{AT,t}^{URD}$$

$$\tilde{R}_{URD_{MT,t}}=\sum_{i}\left(Pc_{i_{MT,t}}\times TPc_{MT,t}^{URD}+Pp_{i_{MT,t}}\times TPp_{MT,t}^{URD}+\sum_{h}Wh_{MT,t}\times TWh_{MT,t}^{URD}+Wrc_{i_{MT,t}}\times TWrc_{MT,t}^{URD}+\right.$$
$$\left.+Wri_{i_{MT,t}}\times TWri_{MT,t}^{URD}\right)+\sum_{i}Pp_{i_{BT,t}}\times\left(1+\gamma_{BT}^{p}\right)\times TPp_{MT,t}^{URD}+\sum_{i}Pp_{i_{BT,t}}\times\left(1+\gamma_{BT}^{p}\right)\times(1+\delta_{MT})\times TPc_{MT,t}^{URD}+ \quad (153)$$
$$+\sum_{i}\sum_{h}Wh_{i_{BT,t}}\times\left(1+\gamma_{BT}^{h}\right)\times TWh_{MT,t}^{URD}$$

$$\tilde{R}_{URD_{BT,t}}=\sum_{i}\left(Pc_{i_{BT,t}}\times TPc_{BT,t}^{URD}+Pp_{i_{BT,t}}\times TPp_{BT,t}^{URD}+\right. \quad (154)$$
$$\left.+\sum_{h}Wh_{BT,t}\times TWh_{BT,t}^{URD}+Wrc_{i_{BT,t}}\times TWrc_{BT,t}^{URD}+Wri_{i_{BT,t}}\times TWri_{BT,t}^{URD}\right)$$

com:

n Nível de tensão n (n = MT e BT)

i Opções tarifárias i de cada nível de tensão AT, MT e BT

p Período horário p (p = horas de ponta)

j Nível de tensão j (j = MT e BT com j ≥ n)

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

com m = AT, MT e BT:

$TPc_{m,t}^{URD}$ Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t

$TPp_{m,t}^{URD}$ Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t

$TWh_{m,t}^{URD}$ Preço da energia activa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t

$TWrc_{m,t}^{URD}$	Preço da energia reactiva capacitiva da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$TWri_{m,t}^{URD}$	Preço da energia reactiva indutiva da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$Pc_{i_{m,t}}$	Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$Pp_{i_{m,t}}$	Potência em horas de ponta das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$Wh_{i_{m,t}}$	Energia activa das entregas no período horário h a clientes do nível de tensão m e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$Wrc_{i_{m,t}}$	Energia reactiva capacitiva das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$Wri_{i_{m,t}}$	Energia reactiva indutiva das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$\gamma_j^p, \gamma_{BT}^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário p no nível de tensão j (BT)
$\gamma_j^h, \gamma_{BT}^h$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j (BT)
δ_{AT}, δ_{MT}	Factores que relacionam, por efeito de simultaneidade, a potência contratada do nível de tensão (AT e MT) com a potência média em horas de ponta entregue a clientes nos níveis de tensão de jusante.

repercutindo, na estrutura dos preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a estrutura dos custos incrementais de potência da seguinte forma:

a) Em AT e MT por aplicação de um factor multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TPc_{n,t}^{URD} = k_t^{URD\text{-}NT} \times Ci\ Pc_n^{URD} \quad (155)$$

$$TPp_{n,t}^{URD} = k_t^{URD\text{-}NT} \times Ci\ Pp_n^{URD} \quad (156)$$

com:

n	Nível de tensão n (n = AT e MT)

em que:

$Ci\ Pc_n^{URD}$	Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição do nível de tensão n
$Ci\ Pp_n^{URD}$	Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição do nível de tensão n
$k_t^{URD\text{-}NT}$	Factor a aplicar ao custo incremental das potências das redes de distribuição em AT e MT, no ano t.

b) Em BT por aplicação de um factor multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TPc_{BT,t}^{URD}=k_t^{URD\text{-}BT}\times Ci\ Pc_{BT}^{URD} \quad (157)$$

$$TPp_{BT,t}^{URD}=k_t^{URD\text{-}BT}\times Ci\ Pp_{BT}^{URD} \quad (158)$$

em que:

$Ci\ Pc_{BT}^{URD}$ Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição em BT

$Ci\ Pp_{BT}^{URD}$ Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição em BT

$k_t^{URD\text{-}BT}$ Factor a aplicar ao custo incremental das potências da rede de distribuição em BT, no ano t.

3 - Os preços de energia activa das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{AT,t}^{URD}=\gamma_{AT}^{h}\times TWh_t \quad (159)$$

$$TWh_{MT,t}^{URT}=\gamma_{MT}^{h}\times TWh_t \quad (160)$$

$$TWh_{BT,t}^{URT}=\gamma_{BT}^{h}\times TWh_t \quad (161)$$

em que:

γ_{AT}^{h} Factor de ajustamento para perdas na rede de AT, no período horário h

γ_{MT}^{h} Factor de ajustamento para perdas na rede de MT, no período horário h

γ_{BT}^{h} Factor de ajustamento para perdas na rede de BT, no período horário h

TWh_t Preço marginal da energia activa entregue no período horário h à entrada da RNT, no ano t.

4 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são as potências contratadas, as potências em horas de ponta e as energias activas, devidamente ajustadas para perdas até à saída de cada uma das redes, e as energias reactivas das entregas a clientes.

5 - Na aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT às entregas em MT e BT, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta através de um factor de simultaneidade e a energia reactiva não é facturada.

6 - Na aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT às entregas em BT, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta através de um factor de simultaneidade e a energia reactiva não é facturada.

7 - Para efeitos dos números anteriores são considerados diagramas de carga tipo desagregados em quatro períodos horários.

Secção V

Metodologia de cálculo da tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 126.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Comercialização em BTN a aplicar pelos comercializadores de último recurso

1 - Os preços das tarifas de Comercialização em BTN são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 - proporcione o montante de proveitos permitidos ao comercializador de último recurso na actividade de Comercialização em BTN, definidos no Artigo 90.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\widetilde{R}^{CR}_{C_{BTN,t}}=\sum_i NC_{i_{BTN,t}}\times TF^{C}_{BTN,t}+\sum_i W_{i_{BTN,t}}\times TW^{C}_{BTN,t} \qquad (162)$$

com:

i Opções tarifárias i dos fornecimentos em BTN

em que:

$\widetilde{R}^{CR}_{C_{BTN,t}}$ Proveitos permitidos da actividade de Comercialização em BTN, previstos para o ano t

$TF^{C}_{BTN,t}$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTN, no ano t

$TW^{C}_{BTN,t}$ Preço aplicável à energia activa da tarifa de Comercialização em BTN, no ano t

$NC_{i_{BTN,t}}$ Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês da opção tarifária i de BTN, previsto para o ano t

$W_{i_{BTN,t}}$ Energia activa das opções tarifárias i dos fornecimentos em BTN, no ano t.

2 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Comercialização em BTN correspondem ao número de clientes e à energia activa dos fornecimentos a clientes em BTN do comercializador de último recurso em cada opção tarifária.

Secção VI

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN dos Comercializadores de Último Recurso

Artigo 127.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, no âmbito dos fornecimentos aos seus clientes de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{R}^{TVCF}_{BTN,t}=\widetilde{R}^{CR}_{E_{BTN,t}}+\widetilde{R}^{CR}_{UGS_{BTN,t}}+\widetilde{R}^{CR}_{URT_{BTN,t}}+\widetilde{R}^{CR}_{URD_{BTN,t}}+\widetilde{R}^{CR}_{C_{BTN,t}} \qquad (163)$$

em que:

$\widetilde{R}^{TVCF}_{BTN,t}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN, no ano t

$\tilde{R}^{CR}_{E_{BTN,t}}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia aos fornecimentos em BTN, no ano t

$\tilde{R}^{CR}_{UGS_{BTN,t}}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos fornecimentos em BTN, no ano t

$\tilde{R}^{CR}_{URT_{BTN,t}}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos em BTN, no ano t

$\tilde{R}^{CR}_{URD_{BTN,t}}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos em BTN, no ano t

$\tilde{R}^{CR}_{C_{BTN,t}}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos em BTN, no ano t.

e

$$\tilde{R}^{TVCF}_{BTN,t}=\sum_{i}\left(Pc_{i_{BTN,t}}\times TPc^{TVCF}_{i_{BTN,t}}+\sum_{h}Wh_{i_{BTN,t}}\times TWh^{TVCF}_{i_{BTN,t}}\right) \quad (164)$$

com:

i Opção tarifária i dos fornecimentos em BTN

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou h = horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou h = sem diferenciação horária para a tarifa simples)

em que:

$Pc_{i_{BTN,t}}$ Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t

$TPc^{TVCF}_{i_{BTN,t}}$ Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t

$Wh_{i_{BTN,t}}$ Energia activa fornecida no período horário h na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t

$TWh^{TVCF}_{i_{BTN,t}}$ Preço da energia activa no período horário h, na opção tarifária i de BTN, no ano t.

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN são determinadas pelo número de clientes em BTN, pelas potências contratadas e energias activas por período tarifário relativas aos fornecimentos a clientes em BTN do comercializador de último recurso, discriminadas por opção tarifária, previstas para o ano t.

3 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN devem resultar da soma dos preços das tarifas por actividade, aplicáveis em cada opção tarifária, pelos comercializadores de último recurso: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Comercialização.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN são estabelecidos anualmente.

Artigo 128.º

Mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN dos comercializadores de último recurso nos termos do n.º 3 - do Artigo 127.º, deve ser efectuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para tarifas aditivas, calcula-se a seguinte variação tarifária para fornecimentos em BTN:

$$\delta_{BTN}=\frac{\tilde{R}^{TVCF}_{BTN,t}}{\sum_i \sum_x Tx_{i_{t-1}} \times Qx_{i_t}} \quad (165)$$

e

$$\tilde{R}^{TVCF}_{BTN,t}=\sum_i \sum_x Tx_{i_t} \times Qx_{i_t} \quad (166)$$

com:

i Opção tarifária i dos fornecimentos em BTN

x Termo tarifário X da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN

em que:

δ_{BTN} Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos em BTN

$\tilde{R}^{TVCF}_{BTN,t}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN, no ano t

Tx_{i_t} Preço do termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, no ano t

Qx_{i_t} Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, no ano t.

3 - Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação de tarifas aditivas de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta x^a_i=\frac{Tx^a_{i_t}}{Tx_{i_{t-1}}} \quad (167)$$

em que:

δx^a_i Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, associada à aplicação de tarifas aditivas.

$Tx^a_{i_t}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, resultante da aplicação de tarifas aditivas, no ano t.

4 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx_{i_t}=\delta x_i \times Tx_{i_{t-1}} \quad (168)$$

com:

$\delta x_i = \mathrm{Min}[\,\delta x_i^a;\theta x_i]$ se $\delta x_i^a \geq \delta_{BTN}$ (169)

$\delta x_i = \delta_{BTN} - kdx_i \times (\delta_{BTN} - \delta x_i^a)$ se $\delta x_i^a < \delta_{BTN}$ (170)

onde os parâmetros kdx_i são determinados por forma a serem recuperados os proveitos associados às tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN, estabelecidos no Artigo 127.º.

em que:

δx_i Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN

θx_i Factor que estabelece o limite máximo da variação de cada preço, da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, no ano t

kdx_i Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária i associada à aplicação de tarifas aditivas.

Artigo 129.º

Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da aditividade, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos proveitos permitidos e a recuperar pelo comercializador de último recurso, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo, a incorporar nos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso no ano t e previstos no Artigo 88.º, são dados pelas seguintes expressões:

$$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF} = \left[\tilde{R}_{t-1}^{TVCF} - \left(\tilde{R}_{E,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{UGS,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{URT,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{URD,t-1}^{CR} + \tilde{R}_{C,t-1}^{CR}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (171)$$

em que:

$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}$ Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano t-1, a incorporar nos proveitos do ano t.

$\tilde{R}_{t-1}^{TVCF}$ Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, no ano t-1

$\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$ Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-1

$\tilde{R}_{UGS,t-1}^{CR}$ Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t-1

$\tilde{R}_{URT,t-1}^{CR}$ Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t-1

$\tilde{R}_{URD,t-1}^{CR}$ Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t-1

$\widetilde{R}^{CR}_{C,t-1}$ Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano t-1

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

$$\Delta^{TVCF}_{t-2}=\left\{\left[Rf^{TVCF}_{t-2}-\left(R^{CR}_{CVEE,t-2}+R^{CR}_{UGS,t-2}+R^{CR}_{URT,t-2}+R^{CR}_{URD,t-2}+R^{CR}_{C,t-2}\right)\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)-\Delta^{TVCF}_{prov}\right\}\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (172)$$

em que:

Δ^{TVCF}_{t-2} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano t-2, a incorporar nos proveitos do ano t

Rf^{TVCF}_{t-2} Proveitos facturados pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais, no ano t-2

$R^{CR}_{CVEE,t-2}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-2

$R^{CR}_{UGS,t-2}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t-2

$R^{CR}_{URT,t-2}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t-2

$R^{CR}_{URD,t-2}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t-2

$R^{CR}_{C,t-2}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

Δ^{TVCF}_{prov} Ajustamento provisório calculado no ano t-2 e incluído nos proveitos do ano em curso como sendo $\widetilde{\Delta}^{TVCF}_{t-1}$

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção VII

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Artigo 130.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades definidas no n.º 2 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, no âmbito dos fornecimentos a clientes finais da RAA de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCFA}=\tilde{R}_{AGS,t}^{A}+\tilde{R}_{D,t}^{A}+\tilde{R}_{C,t}^{A}+SRAA_t \quad (173)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{TVCFA}$ Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t

$\tilde{R}_{AGS,t}^{A}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das seguintes tarifas, no ano t: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte

$\tilde{R}_{D,t}^{A}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t

$\tilde{R}_{C,t}^{A}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA da tarifa de Comercialização, no ano t

$SRAA_t$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, a determinar de modo a que as tarifas na RAA recuperem os mesmos proveitos que resultariam da aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, às quantidades previstas para esse ano na RAA, com as especificidades e restrições legais da região autónoma, e observando o disposto no n.º 5 - do Artigo 131.º

e

$$\begin{aligned}\tilde{R}_t^{TVCFA}=&\sum_n\sum_i\Big[\sum_h\left(Wh_{i_{n,t}}\times TWh_{i_{n,t}}^{TVCFA}\right)+Pc_{i_{n,t}}\times TPc_{i_{n,t}}^{TVCFA}+Pp_{i_{n,t}}\times TPp_{i_{n,t}}^{TVCFA}+NC_{i_{n,t}}\times TF_{n,t}^{TVCFA}+\\&+Wrc_{i_{n,t}}\times TWrc_{i_{n,t}}^{TVCFA}+Wri_{i_{n,t}}\times TWri_{i_{n,t}}^{TVCFA}\Big]+\sum_i\left(Pc_{i_{BTN,t}}\times TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCFA}+\sum_{h'}Wh'_{i_{BTN,t}}\times TWh'^{TVCFA}_{i_{BTN,t}}\right)\end{aligned} \quad (174)$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = MT e BTE)

i Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

h’ Período horário h’ (h’ = horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias, ou h’ = horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias, ou h’ = sem diferenciação horária para a tarifa simples)

em que:

$Wh_{i_{n,t}}$	Energia activa fornecida no período horário h, na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TWh_{i_{n,t}}^{TVCFA}$	Preço da energia activa no período horário h, na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Pc_{i_{n,t}}$	Potência contratada na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TPc_{i_{n,t}}^{TVCFA}$	Preço da potência contratada na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Pp_{i_{n,t}}$	Potência em horas de ponta na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TPp_{i_{n,t}}^{TVCFA}$	Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$NC_{i_{n,t}}$	Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, previsto para o ano t
$TF_{n,t}^{TVCFA}$	Preço do termo tarifário fixo no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Wrc_{i_{n,t}}$	Energia reactiva capacitiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TWrc_{i_{n,t}}^{TVCFA}$	Preço da energia reactiva capacitiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Wri_{i_{n,t}}$	Energia reactiva indutiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TWri_{i_{n,t}}^{TVCFA}$	Preço da energia reactiva indutiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Pc_{i_{BTN,t}}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCFA}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{i_{BTN,t}}$	Energia activa no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'^{TVCFA}_{i_{BTN,t}}$	Preço da energia activa entregue no período horário h', na opção tarifária i de BTN, no ano t.

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são determinadas pelo número de clientes, pelas potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes finais da RAA, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t.

3 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN deve resultar da estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em BTN.

4 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA em MT e BTE deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT e BTE, respectivamente, determinados tendo em conta: (i) os resultados da monitorização dos preços de electricidade praticados no mercado no âmbito do Despacho n.º 18 637/2010, (ii) as variações das tarifas de Acesso às Redes e (iii) as variações dos preços de energia nos mercados grossistas.

5 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são estabelecidos anualmente.

Artigo 131.º

Mecanismo de convergência das tarifas da RAA para os preços de venda a clientes finais de Portugal continental

1 - A aplicação do sistema tarifário de Portugal continental às tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA nos termos dos números 3 - e 4 - do Artigo 130.º, deve ser efectuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para os preços de venda a clientes finais de Portugal continental, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta^{A}=\frac{\tilde{R}_t^{TVCFA}}{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i_{n,t-1}}^{A} \times Qx_{i_{n,t}}^{A}} \qquad (175)$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = MT, BTE e BTN)

i Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

x Termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

em que:

δ^{A} Variação tarifária global das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

$\tilde{R}_t^{TVCFA}$ Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, de acordo com o n.º 1 - do Artigo 130.º

$Tx_{i_{n,t-1}}^{A}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1

$Qx_{i_{n,t}}^{A}$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t.

b) Variação tarifária global na RAA associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta^{c^{A}}=\frac{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i_{n,t}}^{c} \times Qx_{i_{n,t}}^{A}}{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i_{n,t-1}}^{A} \times Qx_{i_{n,t}}^{A}} \qquad (176)$$

em que:

$\delta^{c^{A}}$ Variação tarifária global na RAA associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$Tx_{i_{n,t-1}}^{A}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1

$Tx_{i_{n,t}}^{c}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, aplicável em Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento, no ano t

$Qx_{i_{n,t}}^{A}$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t.

c) Variação por tipo de fornecimento associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta_n^{c^A} = \frac{\sum_i \sum_x Tx_{i_{n,t}}^c \times Qx_{i_{n,t}}^A}{\sum_i \sum_x Tx_{i_{n,t-1}}^A \times Qx_{i_{n,t}}^A} \times \frac{\delta^A}{\delta^{c^A}} \quad (177)$$

em que:

$\delta_n^{c^A}$ Variação tarifária do tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

3 - Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento, de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta x_{i,n}^{c^A} = \frac{Tx_{i_{n,t}}^c}{Tx_{i_{n,t-1}}^A} \times \frac{\delta^A}{\delta^{c^A}} \quad (178)$$

em que:

$\delta x_{i,n}^{c^A}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento, escalados por forma a obter-se a variação tarifária global.

4 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx_{i_{n,t}}^A = \delta x_{i,n}^A \times Tx_{i_{n,t-1}}^A \quad (179)$$

com:

$$\delta x_{i,n}^A = \mathrm{Min}\left[\delta x_{i,n}^{c^A} ; \theta x_{i,n}^A\right] \quad \text{se} \quad \delta x_{i,n}^{c^A} \geq \delta_n^{c^A} \quad (180)$$

$$\delta x_{i,n}^A = \delta_n^{c^A} - kdx_i^A \times \left(\delta_n^{c^A} - \delta x_{i,n}^{c^A}\right) \quad \text{se} \quad \delta x_{i,n}^{c^A} < \delta_n^{c^A} \quad (181)$$

onde os parâmetros kdx_i^A são determinados por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 130.º.

em que:

$Tx_{i_{n,t}}^A$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$\delta x_{i,n}^A$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

$\theta x_{i,n}^A$ Factor que estabelece o limite máximo da variação de cada preço da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

kdx_i^A Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária i associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental.

5 - A determinação das tarifas a vigorar na RAA, no âmbito do presente artigo, deve respeitar o princípio da convergência tarifária com Portugal continental, sendo que o valor a recuperar por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA não deve ser inferior ao que resulta da aplicação dos preços de venda a clientes finais em Portugal continental equivalentes, do ano t, às quantidades previstas para esse ano na RAA.

Artigo 132.º

Ajustamentos resultantes da convergência tarifária nacional na RAA

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da uniformidade tarifária, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário nacional a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia eléctrica e gestão do sistema a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA no ano t são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFA}=R_{t-2}^{TVCFA}-\left(R_{AGS,t-2}^{A}+R_{D,t-2}^{A}+R_{C,t-2}^{A}\right)-SRAA_{t-2} \qquad (182)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCFA} Ajustamento resultante da convergência para tarifas nacionais na RAA, no ano t-2, a incorporar nos proveitos do ano t

R_{t-2}^{TVCFA} Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes da RAA, no ano t-2

$R_{AGS,t-2}^{A}$ Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t-2: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte

$R_{D,t-2}^{A}$ Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t-2

$R_{C,t-2}^{A}$ Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA da tarifa de Comercialização, no ano t-2

$SRAA_{t-2}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t-2.

Secção VIII

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Artigo 133.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades definidas no n.º 2 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no âmbito dos fornecimentos a clientes finais da RAM de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{R}_{t}^{TVCFM}=\widetilde{R}_{AGS,t}^{M}+\widetilde{R}_{D,t}^{M}+\widetilde{R}_{C,t}^{M}+SRAM_{t} \qquad (183)$$

em que:

$\tilde{R}_{t}^{TVCFM}$ Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t

$\tilde{R}_{AGS,t}^{M}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das seguintes tarifas, no ano t: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte

$\tilde{R}_{D,t}^{M}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t

$\tilde{R}_{C,t}^{M}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM da tarifa de Comercialização em Portugal continental, no ano t

$SRAM_t$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t, a determinar de modo a que as tarifas na RAM recuperem os mesmos proveitos que resultariam da aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental às quantidades previstas para esse ano na RAM, com as especificidades e restrições legais da região autónoma, e observando o disposto no n.º 5 - do Artigo 134.º

e

$$\tilde{R}_{t}^{TVCFM}=\sum_{n}\sum_{i}\left[\sum_{h}\left(Wh_{i_{n,t}}\times TWh_{i_{n,t}}^{TVCFM}\right)+Pc_{i_{n,t}}\times TPc_{i_{n,t}}^{TVCFM}+Pp_{i_{n,t}}\times TPp_{i_{n,t}}^{TVCFM}+NC_{i_{n,t}}\times TF_{n,t}^{TVCFM}+\right.$$
$$\left.+Wrc_{i_{n,t}}\times TWrc_{i_{n,t}}^{TVCFM}+Wri_{i_{n,t}}\times TWri_{i_{n,t}}^{TVCFM}\right]+\sum_{i}\left(Pc_{i_{BTN,t}}\times TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCFM}+\sum_{h'}Wh'_{i_{BTN,t}}\times TWh'^{TVCFM}_{i_{BTN,t}}\right) \quad (184)$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = MT e BTE)

i Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

h’ Período horário h’ (h’ = horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou h’ = horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou h’ = sem diferenciação horária para a tarifa simples)

em que:

$Wh_{i_{n,t}}$ Energia activa fornecida no período horário h, na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t

$TWh_{i_{n,t}}^{TVCFM}$ Preço da energia activa no período horário h, na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$Pc_{i_{n,t}}$ Potência contratada na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t

$TPc_{i_{n,t}}^{TVCFM}$ Preço da potência contratada na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$Pp_{i_{n,t}}$ Potência em horas de ponta na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t

$TPp_{i_{n,t}}^{TVCFM}$	Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$NC_{i_{n,t}}$	Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, previsto para o ano t
$TF_{n,t}^{TVCFM}$	Preço do termo tarifário fixo no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Wrc_{i_{n,t}}$	Energia reactiva capacitiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TWrc_{i_{n,t}}^{TVCFM}$	Preço da energia reactiva capacitiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Wri_{i_{n,t}}$	Energia reactiva indutiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TWri_{i_{n,t}}^{TVCFM}$	Preço da energia reactiva indutiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Pc_{i_{BTN,t}}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCFM}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{i_{BTN,t}}$	Energia activa fornecida no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'^{TVCFM}_{i_{BTN,t}}$	Preço da energia activa entregue no período horário h', na opção tarifária i de BTN, no ano t.

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são determinadas pelo número de clientes, pelas potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes finais da RAM, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t.

3 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN deve resultar da estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em BTN.

4 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM em MT e BTE deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT e BTE, respectivamente, determinados tendo em conta: (i) os resultados da monitorização dos preços de electricidade praticados no mercado no âmbito do Despacho n.º 18 637/2010, (ii) as variações das tarifas de Acesso às Redes e (iii) as variações dos preços de energia nos mercados grossistas.

5 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são estabelecidos anualmente.

Artigo 134.º

Mecanismo de convergência das tarifas da RAM para os preços de venda a clientes finais de Portugal continental

1 - A aplicação do sistema tarifário de Portugal continental às tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM nos termos dos números 3 - e 4 - do Artigo 133.º, deve ser efectuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para os preços de venda a clientes finais de Portugal continental, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta^{M}=\frac{\widetilde{R}_{t}^{TVCFM}}{\sum_n \sum_i \sum_x Tx_{i_{n,t-1}}^{M} \times Qx_{i_{n,t}}^{M}} \qquad (185)$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = MT, BTE e BTN)

i Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

x Termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

em que:

δ^{M} Variação tarifária global das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

$\widetilde{R}_{t}^{TVCFM}$ Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, de acordo com o n.º 1 - do Artigo 133.º.

$Tx_{i_{n,t-1}}^{M}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1

$Qx_{i_{n,t}}^{M}$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t.

b) Variação tarifária global na RAM associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta^{c^{M}}=\frac{\sum_{n}\sum_{i}\sum_{x}Tx_{i_{n,t}}^{c}\times Qx_{i_{n,t}}^{M}}{\sum_{n}\sum_{i}\sum_{x}Tx_{i_{n,t-1}}^{M}\times Qx_{i_{n,t}}^{M}} \qquad (186)$$

em que:

$\delta^{c^{M}}$ Variação tarifária global na RAM associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$Tx_{i_{n,t-1}}^{M}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1

$Tx_{i_{n,t}}^{c}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, aplicável em Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento, no ano t

$Qx_{i_{n,t}}^{M}$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

c) Variação por tipo de fornecimento associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta_{n}^{c^{M}}=\frac{\sum_{i}\sum_{x}Tx_{i_{n,t}}^{c}\times Qx_{i_{n,t}}^{M}}{\sum_{i}\sum_{x}Tx_{i_{n,t-1}}^{M}\times Qx_{i_{n,t}}^{M}}\times\frac{\delta^{M}}{\delta^{c^{M}}} \qquad (187)$$

em que:

$\delta_{n}^{c^{M}}$ Variação tarifária do tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

3 - Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento, de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta x_{i,n}^{cM} = \frac{Tx_{i_{n,t}}^{c}}{Tx_{i_{n,t-1}}^{M}} \times \frac{\delta^{M}}{\delta^{cM}} \quad (188)$$

em que:

$\delta x_{i,n}^{cM}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento escalados por forma a obter-se a variação tarifária global.

4 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx_{i_{n,t}}^{M} = \delta x_{i,n}^{M} \times Tx_{i_{n,t-1}}^{M} \quad (189)$$

com:

$$\delta x_{i,n}^{M} = \text{Min}\left[\delta x_{i,n}^{cM} ; \theta x_{i,n}^{M}\right] \quad \text{se} \quad \delta x_{i,n}^{cM} \geq \delta_n^{cM} \quad (190)$$

$$\delta x_{i,n}^{M} = \delta_n^{cM} - kdx_i^{M} \times \left(\delta_n^{cM} - \delta x_{i,n}^{cM}\right) \quad \text{se} \quad \delta x_{i,n}^{cM} < \delta_n^{cM} \quad (191)$$

onde os parâmetros kdx_i^M são determinados por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 133.º.

em que:

$Tx_{i_{n,t}}^{M}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$\delta x_{i,n}^{M}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

$\theta x_{i,n}^{M}$ Factor que estabelece o limite máximo da variação de cada preço da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

kdx_i^{M} Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária i associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental.

5 - A determinação das tarifas a vigorar na RAM, no âmbito do presente artigo, deve respeitar o princípio da convergência tarifária com Portugal continental, sendo que o valor a recuperar por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM não deve ser inferior ao que resulta da aplicação dos preços de venda a clientes finais em Portugal continental equivalentes, do ano t, às quantidades previstas para esse ano na RAM.

Artigo 135.º

Ajustamentos resultantes da convergência tarifária nacional na RAM

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da uniformidade tarifária, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário nacional a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia eléctrica e gestão do sistema a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFM} = R_{t-2}^{TVCFM} - \left(R_{AGS,t-2}^{M} + R_{D,t-2}^{M} + R_{C,t-2}^{M}\right) - SRAM_{t-2} \quad (192)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCFM} Ajustamento resultante da convergência para tarifas nacionais na RAM, no ano t-2 a incorporar nos proveitos do ano t.

R_{t-2}^{TVCFM} Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos fornecimentos a clientes da RAM, no ano t-2

$R_{AGS,t-2}^{M}$ Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t-2: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte

$R_{D,t-2}^{M}$ Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t-2

$R_{C,t-2}^{M}$ Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM da tarifa de Comercialização em Portugal continental, no ano t-2

$SRAM_{t-2}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t-2.

Secção IX
Tarifas transitórias

Artigo 136.º
Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Comercialização em MAT, AT, MT e BTE a aplicar pelos comercializadores de último recurso

1 - Os preços das tarifas transitórias de Comercialização em MAT, AT, MT e BTE são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 - proporcione o montante de proveitos permitidos ao comercializador de último recurso na actividade de Comercialização, definidos no Artigo 90.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\widetilde{R}_{C_{NT,t}}^{CR} = \sum_{n}\sum_{i} NC_{i_{n,t}} \times TF_{NT,t}^{C} + \sum_{n}\sum_{i} W_{i_{n,t}} \times TW_{NT,t}^{C} \quad (193)$$

$$\widetilde{R}_{C_{BTE,t}}^{CR} = \sum_{i} NC_{i_{BTE,t}} \times TF_{BTE,t}^{C} + \sum_{i} W_{i_{BTE,t}} \times TW_{BTE,t}^{C} \quad (194)$$

com:

n Nível de tensão n (n = MAT, AT e MT)

i Opções tarifárias i do nível de tensão n, ou dos fornecimentos em BTE

em que:

$\widetilde{R}^{CR}_{C_{NT,t}}$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização em MAT, AT e MT, previstos para o ano t
$\widetilde{R}^{CR}_{C_{BTE,t}}$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização em BTE, previstos para o ano t
$TF^{C}_{NT,t}$	Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT, no ano t
$TF^{C}_{BTE,t}$	Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t
$TW^{C}_{NT,t}$	Preço aplicável à energia activa da tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT, no ano t
$TW^{C}_{BTE,t}$	Preço aplicável à energia activa da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t
$NC_{i_{n,t}}$	Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês no nível de tensão n e da opção tarifária i, previsto para o ano t
$NC_{i_{BTE,t}}$	Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês da opção tarifária i de BTE, previsto para o ano t
$W_{i_{n,t}}$	Energia activa dos fornecimentos das opções tarifárias i do nível de tensão n, no ano t
$W_{i_{BTE,t}}$	Energia activa das opções tarifárias i dos fornecimentos em BTE, no ano t

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas transitórias de Comercialização em MAT, AT, MT e BTE correspondem ao número de clientes em MAT, AT, MT e BTE e à energia activa dos fornecimentos a clientes em MAT, AT, MT e BTE do comercializador de último recurso em cada nível de tensão e opção tarifária.

Artigo 137.º

Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE são determinadas nos termos do n.º 2 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, pela soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, em cada nível de tensão, sendo agravadas por uma percentagem a determinar pela ERSE e publicada no despacho anual de publicação das tarifas.

Capítulo VI

Procedimentos

Secção I

Disposições Gerais

Artigo 138.º

Frequência de fixação das tarifas

1 - As tarifas estabelecidas nos termos do presente Regulamento são fixadas uma vez por ano, salvo o disposto no n.º 3 - e sem prejuízo das revisões previstas no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

2 - Os procedimentos associados à fixação e actualização das tarifas são definidos na Secção VII.

3 - A título excepcional, por decisão da ERSE, pode ocorrer uma revisão antecipada.

4 - Os procedimentos associados a uma fixação excepcional são definidos na Secção VIII.

Artigo 139.º

Período de regulação

1 - O período de regulação em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de três anos.

2 - Para cada período de regulação são fixados os valores dos parâmetros incluídos nas expressões que estabelecem os montantes de proveitos permitidos em cada uma das actividades da entidade concessionária da RNT, da entidade concessionária da RND, do comercializador de último recurso, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

3 - Para além dos parâmetros definidos no número anterior, são fixados os valores de outros parâmetros referidos no presente Regulamento, designadamente os relacionados com a estrutura das tarifas.

4 - Os procedimentos associados à fixação normal dos parâmetros, prevista nos n.os 2 - e 3 -, são definidos na Secção IX.

5 - A título excepcional, podem ser revistos os parâmetros de um dado período no decorrer do referido período.

6 - Os procedimentos associados à revisão excepcional prevista no número anterior são definidos na Secção X.

Secção II

Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

Artigo 140.º

Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

1 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às actividades do Agente Comercial e do operador da rede de transporte em Portugal continental, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até dia 1 de Maio de cada ano os custos imputados pela empresa de serviços partilhados a cada actividade, Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial, Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Eléctrica do operador da rede de transporte, e outras, subdivididos da seguinte forma:

a) Quantidades e custos directos, indirectos, de estrutura e outros (caso existam), por natureza de custos.

b) Critérios de imputação por natureza de custos.

c) Percentagem de imputação dos custos da empresa de serviços partilhados por cada um dos seus clientes regulados e por natureza de custos.

d) Custos totais da empresa de serviços partilhados por natureza de custos.

3 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificados no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

4 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efectuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

5 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, um relatório de desempenho relativo à captação e gestão de fundos comunitários onde se detalhe os custos associados a este processo, bem como os resultados alcançados.

6 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 30 de Junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respectiva certificação legal de contas.

7 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela entidade concessionária da RNT, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso (t-1).

b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

8 - A pormenorização da informação referida nos n.os 3 - e 7 - deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

9 - Os valores do balanço e da demonstração de resultados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).

10 - Os investimentos referidos nos n.os 3 - e 7 -, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

11 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior (t-2).

12 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

13 - Os balanços de energia eléctrica referidos no n.º 11 - e no n.º 12 - devem conter a informação relativa às entregas dos produtores à RNT e à RND, suficientemente discriminada por nível de tensão e em energia activa por período tarifário.

14 - O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior (t-2) referido no n.º 11 - e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação suficientemente discriminada por nível de tensão em energia activa por período tarifário, potência contratada, potência em horas de ponta, energia reactiva indutiva e capacitiva:

a) Entregas de energia eléctrica ao distribuidor vinculado em MT e AT.

b) Aquisição de energia eléctrica a produtores com contratos de aquisição de energia eléctrica.

15 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos marginais definidos pela ERSE deve enviar, até 15 de Junho de cada ano, os valores relativos aos custos incrementais de transporte de energia eléctrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas reguladas.

16 - Com vista à introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, a entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE até final de 2012 estudos sobre a viabilidade da introdução deste tipo de opções tarifárias, a definição das variáveis necessárias ao desenho destas opções tarifárias, bem como outras matérias relevantes para a introdução deste tipo de opções tarifárias.

17 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, a proposta de orçamento e cronograma para o processo de ca ptação e gestão de fundos comunitários descriminada por actividade ou projecto.

18 - Para efeitos de aceitação dos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, a entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE um "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental" de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

19 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE:

a) até 1 de Maio de cada ano, informação sobre os custos com o mecanismo de garantia de potência, verificados no ano t-2,

b) até 15 de Junho de cada ano, a informação sobre os custos com o mecanismo de garantia de potência estimados para o ano t-1 e previstos para o ano t.

20 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o justificativo, do movimento global da conta de correcção de hidraulicidade, referente ao ano anterior (t-2), acompanhado de um relatório de um auditor independente.

21 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, informação sobre os movimentos mensais da correcção de hidraulicidade, estimados para o ano t-1.

22 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE:

a) até 1 de Maio de cada ano, informação sobre os quilómetros de rede em exploração e o número de painéis instalados nas subestações, no ano t-2,

b) até 15 de Junho de cada ano, a variação dos quilómetros de rede em exploração e do número de painéis nas subestações estimada para o ano t-1 e prevista para o ano t,

c) até 15 de Junho do ano anterior a um novo período de regulação, informação pormenorizada que permita calcular os custos incrementais de exploração associados aos elementos de rede referidos na alínea anterior.

23 - Em sede de definição da componente de alisamento dos CMEC, a ERSE poderá solicitar à entidade concessionária da RNT a sua melhor previsão quanto ao valor da parcela de acerto dos CMEC do ano seguinte, bem como a informação que lhe permita estimar este valor.

Artigo 141.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial

1 - O Agente Comercial, relativamente à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia eléctrica desagregados pelos diferentes itens definidos nos respectivos contratos de aquisição de energia eléctrica.

b) Custos mensais com serviços de sistema desagregados por tipo e por produtores.

c) Custos de funcionamento associados à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

d) Outros custos, designadamente custos com pagamento da tarifa de Uso da Rede de Transporte imputados aos produtores.

2 - O Agente Comercial, relativamente à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano os proveitos, por hora e por modalidade de venda, decorrentes da venda de energia eléctrica nos mercados organizados, incluindo o preço dos mercados organizados nessa hora.

3 - O Agente Comercial, relativamente à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada mês, a informação devidamente desagregada relativa a outros proveitos obtidos no âmbito desta actividade.

4 - O Agente Comercial deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano a seguinte informação relativa ao balanço de energia eléctrica:

a) Quantidades mensais adquiridas por produtor com contrato de aquisição de energia eléctrica.

b) Quantidades vendidas nos mercados organizados, por hora.

5 - O Agente Comercial deve enviar à ERSE:

a) até 1 de Maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO_2 atribuídas às centrais com CAE e as quantidades emitidas, no ano anterior t-2.

b) até 15 de Junho de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO_2 atribuídas às centrais com CAE e as quantidades emitidas para o ano t-1.

Artigo 142.º

Informação a fornecer à ERSE no âmbito da exploração da Zona Piloto para a produção de energia eléctrica a partir da energia das ondas

1 - A concessionária da Zona Piloto deve apresentar à ERSE as contas reguladas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares a emitir pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados à exploração da Zona Piloto.

2 - A concessionária da Zona Piloto deve entregar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente regulamento e nas normas e metodologias complementares a publicar pela ERSE.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efectuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

4 - A concessionária da Zona Piloto deve enviar à ERSE, até 30 de Junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respectiva certificação legal de contas.

5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária da Zona Piloto, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos para o ano em curso (t-1).

6 - Para cumprimento do estabelecido na cláusula 22.ª do Contrato de Concessão, a concessionária da Zona Piloto deve apresentar à ERSE a informação, relativa ao ano t-2, que permita identificar, de forma clara, as receitas previstas na cláusula 18.ª do Contrato de Concessão, os custos previstos no número 3 da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, bem como os custos de financiamento da Concessionária.

Artigo 143.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Gestão Global do Sistema

1 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à actividade de Gestão Global do Sistema, deve apresentar para cada ano a repartição de custos associados à gestão do sistema.

2 - Os custos referidos no número anterior devem ser discriminados por forma a evidenciar as seguintes rubricas:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.

b) Amortizações relativas aos terrenos afectos ao domínio público hídrico.

c) Amortizações relativas aos terrenos afectos às zonas de protecção hídricas.

d) Custos associados à utilização da rede de telecomunicações imputados à actividade de Gestão Global do Sistema.

e) Sobrecusto com a convergência tarifária por Região Autónoma.

f) Informação dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual a enviar, de acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

g) Custos com contratos de interruptibilidade com desagregação que permita identificar os custos associados aos diferentes enquadramentos legais da interruptibilidade.

h) Outros custos do exercício associados à actividade de Gestão Global do Sistema, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

i) Custos relativos ao “Plano de Promoção da Eficiência no Consumo” aprovados pela ERSE, de acordo com o estabelecido na Secção X do Capítulo IV.

j) Custos com a gestão dos “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental” aprovados pela ERSE, de acordo com o estabelecido na Secção VII do Capítulo IV.

k) Movimentos mensais da correcção de hidraulicidade.

3 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à actividade de Gestão Global do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

b) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do sistema.

c) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do sistema.

d) Proveitos com penalizações aplicadas a agentes de mercado, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema.

e) Proveitos de gestão do sistema que não resultem da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema.

Artigo 144.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica

1 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos associados ao planeamento e operação e manutenção da rede de transporte.

b) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação afecto à actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

c) Informação pormenorizada dos investimentos aceites com base em custos de referência, nomeadamente, o custo real, os anos de vida útil, as variáveis físicas associadas a esses equipamentos, o ano de entrada em exploração.

d) Informação pormenorizada do equipamento para efeitos de cálculo do incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, nomeadamente, o custo do equipamento aceite para efeitos de regulação, os anos de vida útil e o ano de entrada em exploração.

e) Outros custos do exercício associados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

f) Custos incorridos nesta actividade com a promoção da qualidade do ambiente, conforme o relatório de execução do "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental" de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

2 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão.

b) Proveito proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha.

c) Proveitos decorrentes da actividade de Transporte de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte.

3 - O operador da rede de transporte em Portugal continental deve enviar anualmente o valor da compensação entre operadores das redes de transporte.

4 - A informação prevista na alínea d) do n.º 1 -, do presente artigo só deverá ser enviada quando a ERSE estabelecer os custos de referência.

Secção III

Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND

Artigo 145.º

Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND

1 - A entidade concessionária da RND deve fornecer à ERSE as contas reguladas, elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar de forma clara os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às actividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificados no ano anterior (t-2), incluindo balanço agregado e demonstração de resultados e os investimentos por actividade, diferenciados por investimentos convencionais e de carácter inovador, acompanhados de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efectuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

4 - A entidade concessionária da RND deve apresentar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o valor dos indutores de custos definidos para determinação dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, definidos para o período de regulação, verificados no ano anterior (t-2).

5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela entidade concessionária da RND, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

a) Estimativa do balanço agregado e da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos por actividade, para o ano em curso (t-1).

b) Valores previsionais do balanço agregado e da demonstração de resultados e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

c) Toda a informação sobre investimentos deve ser separada por convencionais e de carácter inovador.

6 - A pormenorização da informação referida nos n.os 2 - e 5 - deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

7 - Os valores do balanço e da demonstração de resultados estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).

8 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 30 de Junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respectiva certificação legal de contas.

9 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior (t-2).

10 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

11 - A entidade concessionária da RND com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa e reactiva, potência e número de clientes, verificada no ano anterior (t-2):

a) Entregas de energia eléctrica a clientes.

b) Diagramas de carga tipo referidos no Artigo 118.º, Artigo 122.º, Artigo 124.º e Artigo 125.º.

12 - A entidade concessionária da RND com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a seguinte informação suficientemente discriminada por comercializador de último recurso em energia activa e reactiva, potência e número de pontos de entrega, verificada no ano anterior (t-2):

a) Entregas de energia eléctrica em MT aos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, caso estes optem pelo regime transitório de facturação previsto no Regulamento de Relações Comerciais.

b) Entregas de energia eléctrica aos operadores das redes de distribuição em BT, que não sejam, cumulativamente, detentores de concessão da RND, não incluídas na alínea anterior, medidas nos pontos de entrega dos clientes.

c) Entregas de energia eléctrica em BT aos clientes de cada comercializador de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, no caso de estes optarem pela regra de facturação prevista no Regulamento de Relações Comerciais.

13 - As energias activa e reactiva devem ser discriminadas por nível de tensão, por tipo de fornecimento e por período tarifário.

14 - As potências devem ser discriminadas em potência contratada e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por tipo de fornecimento.

15 - O número de clientes deve ser discriminado para cada mês por tipo de cliente, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

16 - Para as entregas de energia eléctrica estabelecidas na alínea a) do n.º 11 -, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 12 - e dos consumos de energia eléctrica.

17 - A entidade concessionária da RND deve apresentar à ERSE até 15 de Junho um "Plano de investimentos em sistemas de gestão do processo de mudança de fornecedor", devidamente justificado, que garanta o adequado nível técnico de operacionalidade do mercado e a liberdade e facilidade de actuação dos vários agentes, bem como a eficiência na utilização dos recursos, permitindo a efectiva repercussão dos desejados ganhos globais de eficiência no sector nos preços de electricidade.

18 - O plano de investimento deve ser desagregado por nível de tensão e tipo de fornecimento a fim de se proceder à correcta imputação desses custos aos diversos clientes.

19 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até ao dia 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução do plano previsto no número anterior, no qual são descritas as acções executadas e os custos incorridos.

20 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até ao dia 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução da implementação do Plano de Reestruturação de Efectivos, incluindo um mapa detalhado dos custos incorridos em cada ano. Deve ainda enviar uma actualização dos custos evitados (benefícios) e dos custos incorridos detalhados por ano de libertação, actividade e nível de tensão, devendo o relatório de execução permitir uma análise temporal desde a data de início dos seus efeitos, entre benefícios líquidos para o distribuidor e benefícios líquidos para os consumidores, bem como permitir uma avaliação dinâmica do Plano de Reestruturação de Efectivos.

21 - A entidade concessionária da RND tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos incrementais definidos pela ERSE, deve enviar à ERSE até 15 de Junho de cada ano, os valores relativos aos custos incrementais de distribuição de energia eléctrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas.

22 - Com vista à introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE até final de 2012 estudos sobre a viabilidade da introdução deste tipo de opções tarifárias, a definição das variáveis necessárias ao desenho destas opções tarifárias, bem como outras matérias relevantes para a introdução deste tipo de opções tarifárias.

23 - Para efeitos de definição dos diagramas de carga tipo referidos na alínea b) do n.º 11 -, a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE a seguinte informação:

a) Consumos horários por opção tarifária e nível de tensão dos fornecimentos a clientes de MAT, AT e MT com telecontagem, que permaneceram ligados durante doze meses.

b) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos a clientes de BTN com contagem simples, bi-horária, tri-horária e tetra-horária.

c) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos a clientes de BTE.

24 - Nos termos do número anterior, a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, para aprovação, até ao dia 30 de Junho de cada ano, uma proposta que deve incluir, designadamente:

a) Caracterização e actualização das amostras por tipo de ciclo de contagem.

b) Caracterização de equipamentos de medição a instalar.

c) Prazo de instalação de equipamentos de medição.

25 - Para efeitos de aceitação dos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, a entidade concessionária da RND deve apresentar à ERSE um "Plano de Promoção do Desempenho Ambiental" de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

Artigo 146.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

1 - A entidade concessionária da RND relativamente à actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos relacionados com a gestão global do sistema imputáveis às entregas a clientes, nomeadamente as aquisições à entidade concessionária da RNT e os custos relacionados com a aplicação da tarifa social.

b) Custos relacionados com o uso da rede de transporte imputáveis às entregas a cliente.

2 - A entidade concessionária da RND relativamente à actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação das parcelas I, II e III da tarifas de Uso Global do Sistema, por nível de tensão.

b) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão.

Artigo 147.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

1 - A entidade concessionária da RND relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos de operação e manutenção, por nível de tensão.

b) Encargos legais:

i) Rendas e outros encargos relacionados com o regime de concessão, nomeadamente, taxas de exploração.

ii) Outros encargos legais, designadamente, encargos relacionados com o regime de licenças vinculadas.

c) Custos com capital relacionados com os activos da distribuição, separados por convencionais e de carácter inovador, por nível de tensão:

i) Amortizações da rede de distribuição e outro equipamento relacionado com a rede de distribuição.

ii) Encargos financeiros imputados à exploração da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

d) Variação das provisões para cobrança duvidosa.

e) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final.

f) Custos relacionados com a gestão do processo de mudança de fornecedor.

g) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme o relatório de execução do “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental” de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

h) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

i) Outros custos do exercício, repartidos por nível de tensão, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - A entidade concessionária da RND relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição nas entregas a clientes, individualizando as entregas a comercializadores de último recurso.

b) Proveitos resultantes da prestação de serviços regulados, nomeadamente, leituras extraordinárias e interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente.

c) Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica que não resultam da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

d) Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado comparticipado, separado por convencional e de carácter inovador.

3 - A entidade concessionária da RND deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) A informação necessária para determinação e valorização das perdas, de acordo com o previsto na Secção VIII do Capítulo IV.

b) A informação necessária para determinação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, de acordo com o previsto na Secção IX do Capítulo IV.

Secção IV
Informação periódica a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso

Artigo 148.º
Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso

1 - O comercializador de último recurso deve fornecer à ERSE as contas reguladas, elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar de forma clara os custos, proveitos e activo fixo associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos acompanhados de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efectuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

4 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano os custos imputados pela empresa de serviços partilhados a cada actividade regulada, subdivididos da seguinte forma:

a) Quantidades, custos directos, indirectos, de estrutura e outros (caso existam), por actividade comercial.

b) Percentagem de imputação dos custos da empresa de serviços partilhados por cada um dos seus clientes regulados e por actividade comercial.

c) Critérios de imputação por actividade comercial.

d) Custos totais da empresa de serviços partilhados por actividade comercial.

5 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o valor dos indutores de custos definidos para determinação dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização, definidos para o período de regulação, verificados no ano anterior (t-2).

6 - O comercializador de último recurso apenas deve repartir as demonstrações de resultados e os investimentos por actividade e nível de tensão.

7 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelo comercializador de último recurso, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, para o ano em curso (t-1).

b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos, para o ano seguinte (t).

c) As demonstrações de resultados e os orçamentos dos investimentos devem ser enviados por actividade e nível de tensão.

8 - A pormenorização da informação referida nos n.os 2 - e 7 - deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

9 - Os valores do balanço e da demonstração de resultados estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).

10 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 30 de Junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respectiva certificação legal de contas.

11 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior (t-2).

12 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

13 - O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a informação relativa aos fornecimentos de energia eléctrica a clientes, suficientemente discriminada em energia activa e reactiva, potência e número de clientes, verificada no ano anterior (t-2).

14 - No caso dos fornecimentos ao abrigo do regime transitório de facturação previsto no Regulamento de Relações Comerciais, o comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a informação relativa aos fornecimentos de energia eléctrica em MT aos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, suficientemente discriminada por comercializador de último recurso em energia activa e reactiva, potência e número de clientes, verificada no ano anterior (t-2).

15 - O comercializador de último recurso, para além da informação referida no número anterior, deve enviar informação relativa aos fornecimentos de energia eléctrica aos clientes dos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, no âmbito da regra de facturação estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais, suficientemente discriminada em energia activa e reactiva, potência e número de pontos de entrega, verificada no ano anterior (t-2).

16 - As energias activa e reactiva devem ser discriminadas por nível de tensão, por tipo de fornecimento e por período tarifário.

17 - As potências devem ser discriminadas em potência contratada e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por tipo de fornecimento.

18 - O número de clientes deve ser discriminado para cada mês por tipo de cliente, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

19 - Para os fornecimentos de energia eléctrica do comercializador de último recurso deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 13 - e dos consumos de energia eléctrica.

20 - O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a seguinte informação, verificada no ano anterior (t-2):

a) Quantidades mensais de energia eléctrica adquiridas através de contratos bilaterais.

b) Quantidades mensais de energia eléctrica adquiridas aos produtores em regime especial, por tecnologia e regime tarifário aplicável.

c) Quantidades mensais de energia eléctrica adquiridas nos mercados organizados.

d) Quantidades mensais de energia eléctrica adquiridas em leilões.

e) Quantidades mensais de energia eléctrica vendidas no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial diferenciadas por tipo de contratação.

f) Quantidades mensais de energia eléctrica vendidas no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes diferenciadas por tipo de contratação.

21 - O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, a seguinte informação, relativa ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t):

a) Quantidades de energia eléctrica previstas adquirir através de contratos bilaterais.

b) Quantidades de energia eléctrica previstas adquirir aos produtores em regime especial, por tecnologia e regime tarifário aplicável.

c) Quantidades de energia eléctrica previstas adquirir nos mercados organizados.

d) Quantidades de energia eléctrica previstas adquirir em leilões.

e) Quantidades de energia eléctrica vendidas no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial diferenciadas por tipo de contratação.

f) Quantidades de energia eléctrica vendidas no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes diferenciadas por tipo de contratação.

22 - O comercializador de último recurso, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos preços marginais definidos pela ERSE deve enviar, até 15 de Junho de cada ano, os valores relativos aos preços marginais de aquisição de energia eléctrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas reguladas.

23 - O Comercializador de Último Recurso deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, um documento com previsões dos custos de aprovisionamento e das respectivas quantidades de energia, justificando as estratégias de aprovisionamento nos vários mercados ao seu dispor e, os instrumentos de cobertura de risco que prevê adoptar, por forma a, por um lado, minimizar os custos de aprovisionamento e, por outro lado, minimizar os ajustamentos de energia a recuperar em anos futuros.

24 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até ao dia 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução da implementação dos Planos de Reestruturação de efectivos aceites pela ERSE, incluindo um mapa detalhe dos custos incorridos em cada ano. Deve ainda enviar uma actualização dos custos evitados (benefícios) e dos custos incorridos detalhados por ano de libertação e nível de tensão, devendo o relatório de execução permitir uma análise temporal desde a data de início dos seus efeitos, entre benefícios líquidos para o comercializador de último recurso e benefícios líquidos para os consumidores, bem como permitir uma avaliação dinâmica dos Planos de Reestruturação de Efectivos.

Artigo 149.º

Repartição de custos e proveitos na função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para fornecimento dos clientes

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para fornecimento dos clientes, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos com a aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais, com indicação das condições (data, preço e quantidades) de realização.

b) Custos mensais com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, por tecnologia e regime tarifário aplicável.

c) Custos mensais de aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados, diferenciados por tipo de mercado.

d) Custos de aquisição de energia eléctrica em leilões, com indicação das condições (data, preço e quantidades) de realização.

e) Custos de aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial no âmbito do Artigo 87.º para fornecimento dos clientes.

f) Custos de funcionamento relacionados com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, designadamente custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos.

g) Outros custos, nomeadamente custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária.

2 - O comercializador de último recurso, relativamente à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para fornecimento dos clientes, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Energia aos clientes finais de acordo com as diferentes opções tarifária.

b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de acordo com as diferentes opções tarifárias.

c) Outros proveitos no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso e que não resultem nem da aplicação das tarifas de Energia, nem da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais.

Artigo 150.º

Repartição de custos e proveitos na função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos mensais com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, , por tecnologia e regime tarifário aplicável.

b) Custos mensais com a energia de desvio relacionados com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial.

c) Custos de funcionamento relacionados com a função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial, designadamente custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos.

d) Outros custos, nomeadamente custos com pagamentos de tarifas de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial.

2 - O comercializador de último recurso, relativamente à função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial, deve apresentar para cada ano a repartição de proveitos decorrentes da venda de energia eléctrica da produção em regime especial diferenciada pelos diferentes tipos de contratação.

Artigo 151.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos relacionados com a gestão global do sistema no âmbito da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.

b) Custos relacionados com o uso da rede de transporte no âmbito da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.

c) Custos relacionados com o uso da rede de distribuição da entidade concessionária da RND no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.

2 - O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, por nível de tensão.

b) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão.

c) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão.

Artigo 152.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Comercialização

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Comercialização, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, afectos a esta actividade, desagregados, nomeadamente em:

i) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados.

ii) Custos de facturação, gestão da dívida e cobrança.

iii) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.

iv) Custos com reclamações e pedidos de informação.

v) Custos com sistemas informáticos.

vi) Custos com cortes e religações.

b) Custos com capital:

   i) Amortizações.

   ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.

   iii) Encargos financeiros.

c) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

d) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - O comercializador de último recurso, relativamente à actividade de Comercialização, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Comercialização, por nível de tensão e opção tarifária.

b) Proveitos resultantes da prestação de serviços regulados, designadamente o pagamento da quantia mínima nos casos de mora.

c) Proveitos no âmbito da actividade de Comercialização decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

d) Proveitos facturados ao operador da rede de distribuição decorrentes da aplicação da tarifa social.

e) Proveitos no âmbito da actividade de Comercialização e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização, da prestação de serviços regulados, nem da implementação de serviços opcionais.

Secção V

Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA

Artigo 153.º

Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efectuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, de acordo com as metodologias aprovadas pela ERSE.

4 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 30 de Junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respectiva certificação legal de contas.

5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso (t-1).

b) Valores previsionais do balanço, da demonstração e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

6 - A pormenorização da informação referida nos n.os 2 - e 5 - deve obedecer às normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

7 - Os valores do balanço e da demonstração de estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).

8 - Os investimentos referidos nos n.os 2 - e 5 -, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

9 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior (t-2).

10 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

11 - O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior (t-2) referido no n.º 9 - e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a facturar, potência em horas de ponta, energia reactiva indutiva e capacitiva, por nível de tensão:

a) Quantidades mensais de energia eléctrica adquiridas a produtores vinculados.

b) Quantidades mensais de energia eléctrica adquiridas a produtores não vinculados.

c) Entregas e fornecimentos de energia eléctrica aos clientes.

12 - As energias activa e reactiva referidas nas alíneas a) do n.º 11 - devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.

13 - As potências referidas na alínea c) do n.º 11 - devem ser discriminadas, por trimestre, em potência tomada, potência contratada, potência a facturar e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

14 - Para os fornecimentos de energia eléctrica a clientes finais referidos na alínea a) do n.º 11 -, deve ser enviado o número de clientes discriminado, para cada mês, por tipo de cliente, por nível de tensão, por opção tarifária e por escalão de potência na BTN.

15 - Para os fornecimentos de energia eléctrica a clientes finais estabelecidos na alínea a) do n.º 11 -, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 13 - e dos consumos de energia eléctrica.

16 - Para efeitos de aceitação de custos relacionados com a promoção do desempenho ambiental, a concessionária do transporte e distribuição da RAA deve apresentar à ERSE um "Plano de Promoção de Desempenho Ambiental", de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

17 - No ano anterior ao início de um novo período de regulação, para além da informação referente ao ano seguinte (t), deve ser enviada informação para cada um dos anos do novo período de regulação.

18 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE até 1 de Maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO_2 atribuídas às centrais da concessionária do transporte e distribuição da RAA e as quantidades emitidas, no ano anterior (t-2).

19 - Com vista à introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, a concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE até final de 2012 estudos sobre a viabilidade da introdução deste tipo de opções tarifárias, a definição das variáveis necessárias ao desenho destas opções tarifárias, bem como outras matérias relevantes para a introdução deste tipo de opções tarifárias.

Artigo 154.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia eléctrica a produtores vinculados ao sistema público da RAA, por central.

b) Custo unitário mensal dos diferentes combustíveis que misturados, ou não, são consumidos, isto é, o fuelóleo 380 e o gasóleo.

c) Custo unitário mensal com o transporte dos combustíveis até à ilha da primeira descarga, custo unitário mensal com o transporte dos combustíveis desde a ilha da primeira descarga até à ilha de consumo, custos unitário mensal com a descarga dos combustíveis, custos unitário mensal com o armazenamento dos combustíveis e custos de comercialização mensais incorridos com os combustíveis adquiridos.

d) Custos mensais de aquisição de energia eléctrica a produtores não vinculados ao sistema público da RAA discriminados tendo em conta as regras de relacionamento comercial constantes no artigo 4.º do Decreto Legislativo regional n.º 26/96/A, de 24 de Setembro, mencionando as quantidades adquiridas e respectivo preço de aquisição.

e) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme relatório de execução do "Plano de Promoção de Desempenho Ambiental", de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

f) Outros custos associados à actividade de aquisição de energia eléctrica.

g) Custos associados à gestão técnica global do sistema.

2 - Os custos referidos nas alíneas f) e g) do número anterior devem ser discriminados de forma a evidenciar as seguintes rubricas:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.

b) Outros custos do exercício afectos a cada actividade com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

3 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve apresentar a seguinte informação complementar:

a) Custos com o Uso da Rede de Distribuição.

b) Custos de Comercialização.

c) Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.

4 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA.

b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.

c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAA.

d) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento.

e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado comparticipado.

Artigo 155.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação, incluindo as amortizações do equipamento de medida.

b) Outros custos do exercício afectos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

c) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme relatório de execução do "Plano de Promoção de Desempenho Ambiental", de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

d) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

2 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) Proveitos recuperados por aplicação às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão.

b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAA.

c) Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

d) Proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado comparticipado, por nível de tensão.

f) Informação relativa aos indutores de custos utilizados na definição dos parâmetros de eficiência da actividade de distribuição.

Artigo 156.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, desagregados da seguinte forma:

i) Custos comerciais relacionados com a aquisição de energia eléctrica.

ii) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados.

iii) Custos de facturação e de cobrança.

iv) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.

b) Custos com capital:

i) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.

ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.

c) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

d) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) Proveitos recuperados por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, das tarifas de Comercialização, por nível de tensão j.

b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA.

c) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado comparticipado, por nível de tensão ou tipo de cliente.

d) Proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAA decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

e) Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização.

Secção VI

Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Artigo 157.º

Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efectuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, de acordo com as metodologias aprovadas pela ERSE.

4 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 30 de Junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respectiva certificação legal de contas.

5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso (t-1).

b) Valores previsionais do balanço, da demonstração e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

6 - A pormenorização da informação referida nos n.os 2 - e 5 - deve obedecer às normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

7 - Os valores do balanço e da demonstração de estimados para o ano seguinte (t*)* são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso *(*t-1*)*.

8 - Os investimentos referidos nos n.os 2 - e 5 -, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

9 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior (t-2).

10 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

11 - O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior (t-2) referido no n.º 9 - e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a facturar, potência em horas de ponta, energia reactiva indutiva e capacitiva, por nível de tensão:

a) Quantidades mensais de energia eléctrica adquiridas a produtores vinculados.

b) Quantidades mensais de energia eléctrica adquiridas a produtores não vinculados e a produtores em regime especial.

c) Entregas e fornecimentos de energia eléctrica a clientes.

12 - As energias activa e reactiva referidas na alínea c) do n.º 11 - devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.

13 - As potências referidas na alínea c) do n.º 11 - devem ser discriminadas, por trimestre, em potência tomada, potência contratada, potência a facturar e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

14 - Para os fornecimentos de energia eléctrica a clientes finais referidos na alínea c) do n.º 11 -, deve ser enviado o número de clientes discriminado, para cada mês, por tipo de cliente, por nível de tensão, por opção tarifária e por escalão de potência na BTN.

15 - Para os fornecimentos de energia eléctrica a clientes finais estabelecidos na alínea c) do n.º 11 -, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 13 - e dos consumos de energia eléctrica.

16 - Para efeitos de aceitação de custos relacionados com a promoção do desempenho ambiental, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve apresentar à ERSE um "Plano de Promoção de Desempenho Ambiental", de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

17 - No ano anterior ao início de um novo período de regulação, para além da informação referente ao ano seguinte (t), deve ser enviada informação para cada um dos anos do novo período de regulação.

18 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE até 1 de Maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO_2 atribuídas às centrais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e as quantidades emitidas, no ano anterior (t-2).

19 - Com vista à introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE até final de 2012 estudos sobre a viabilidade da introdução deste tipo de opções tarifárias, a definição das variáveis necessárias ao desenho destas opções tarifárias, bem como outras matérias relevantes para a introdução deste tipo de opções tarifárias.

Artigo 158.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia eléctrica a produtores vinculados do sistema público da RAM, por central.

b) Custo unitário mensal de aquisição dos combustíveis, custo unitário com descarga dos combustíveis, custo unitário mensal de armazenamento dos combustíveis, custo unitário mensal do transporte dos combustíveis e custos mensais de comercialização incorridos com os combustíveis adquiridos.

c) Custos mensais de aquisição de energia eléctrica a produtores não vinculados e a produtores em regime especial discriminados por tipo de centrais mencionando as quantidades adquiridas e respectivo preço de aquisição.

d) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme relatório de execução do "Plano de Promoção de Desempenho Ambiental", de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

e) Outros custos associados à actividade de aquisição de energia.

f) Custos associados à gestão técnica global do sistema.

2 - Os custos referidos nas alíneas e) e f) do número anterior devem ser discriminados de forma a evidenciar as seguintes rubricas:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.

b) Outros custos do exercício afectos a cada actividade com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

3 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve apresentar a seguinte informação complementar:

a) Custos com o Uso da Rede de Distribuição.

b) Custos de Comercialização.

c) Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.

4 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da entidade concessionária do transporte e distribuidor da RAM.

b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.

c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM.

d) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento.

e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado comparticipado.

Artigo 159.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação, incluindo as amortizações do equipamento de medida.

b) Outros custos do exercício afectos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

c) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme relatório de execução do "Plano de Promoção de Desempenho Ambiental", de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

d) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

2 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) Proveitos recuperados por aplicação às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão.

b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM.

c) Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

d) Proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado comparticipado, por nível de tensão.

f) Informação relativa aos indutores de custos utilizados na definição dos parâmetros de eficiência da actividade de distribuição.

Artigo 160.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, desagregados da seguinte forma:

i) Custos comerciais relacionados com a aquisição de energia eléctrica.

ii) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados.

iii) Custos de facturação e de cobrança.

iv) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.

b) Custos com capital:

i) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.

ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.

c) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

d) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) Proveitos recuperados por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, das tarifas de Comercialização, por nível de tensão.

b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM.

c) Proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

d) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado comparticipado, por nível de tensão ou tipo de cliente.

e) Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização.

Secção VII
Fixação das Tarifas

Artigo 161.º
Balanço de energia eléctrica

Os balanços previsionais de energia eléctrica são sujeitos à apreciação da ERSE.

Artigo 162.º
Activos fixos a remunerar

A ERSE, com vista à definição dos activos fixos a remunerar, nos termos do estabelecido no Capítulo IV procede a uma análise da informação recebida, designadamente a relativa aos investimentos verificados no ano anterior (t-2), aos investimentos estimados para o ano em curso (t-1) e aos investimentos previstos para o ano seguinte (t).

Artigo 163.º
Custos e proveitos da entidade concessionária da RNT

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos aceites para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RNT, nos termos da Secção II do presente capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 164.º

Custos e proveitos da entidade concessionária da RND

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RND nos termos da Secção III do presente capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 165.º

Custos e proveitos do comercializador de último recurso

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida do comercializador de último recurso, nos termos da Secção IV do presente capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 166.º

Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, nos termos da Secção V do presente capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 167.º

Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, nos termos da Secção VI do presente capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 168.º

Fixação das tarifas

1 - A ERSE estabelece o valor dos proveitos permitidos para cada uma das actividades da entidade concessionária da RNT, entidade concessionária da RND, do comercializador de último recurso, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, até 15 de Outubro de cada ano.

2 - A ERSE elabora proposta de tarifas reguladas para o ano seguinte, até 15 de Outubro de cada ano.

3 - A ERSE envia a proposta à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

4 - A ERSE envia a proposta ao Conselho Tarifário, para efeitos de emissão de parecer.

5 - A proposta referida no n.º 2 - é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND e ao comercializador de último recurso, bem como à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

6 - O Conselho Tarifário emite o parecer sobre a proposta tarifária até 15 de Novembro.

7 - A ERSE, tendo em atenção os eventuais comentários e sugestões da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e o parecer do Conselho Tarifário, procede à aprovação do tarifário para o ano seguinte.

8 - A ERSE envia o tarifário aprovado nos termos do número anterior para a Imprensa Nacional, com vista à sua publicação até 15 de Dezembro, no Diário da República, II Série, bem como nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

9 - A ERSE procede, igualmente, à divulgação do parecer do Conselho Tarifário, acompanhado de uma nota explicativa das razões de eventual não consideração de propostas constantes do parecer, através da sua página na internet.

10 - A ERSE procede também à divulgação a todos os interessados das tarifas e preços através de brochuras.

Artigo 169.º

Tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação

1 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 173.º, define os activos da entidade concessionária da RNT a remunerar e os custos e os proveitos relevantes para a fixação das tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação.

2 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 173.º, define os activos da entidade concessionária da RND e os custos e proveitos relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

3 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 173.º, define os activos do comercializador de último recurso e os custos e proveitos relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

4 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 173.º, define os activos da concessionária do transporte e distribuição da RAA e os custos e proveitos relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

5 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 173.º, define os activos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e os custos e proveitos relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

6 - A apreciação da informação apresentada nos termos dos números anteriores conduz a uma definição dos valores a adoptar na fixação das tarifas do primeiro ano do novo período de regulação (t) até 15 de Outubro.

7 - O disposto no artigo anterior é aplicável à fixação das tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação.

8 - Havendo motivos suficientes, a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo.

Secção VIII

Fixação excepcional das tarifas

Artigo 170.º

Início do processo

1 - A ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração das tarifas, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, pela entidade concessionária da RND, pelo comercializador de último recurso, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM ou por associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de Julho.

2 - O processo de alteração das tarifas fora do período normal estabelecido na Secção VII do presente capítulo pode ocorrer se, nomeadamente, no decorrer de um determinado ano o montante previsto de proveitos resultantes da aplicação de uma ou mais tarifas reguladas nesse ano se afastar significativamente do montante que serviu de base ao estabelecimento das referidas tarifas, pondo em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

3 - As novas tarifas são estabelecidas para o período que decorre até ao fim do ano em curso.

4 - A ERSE dá conhecimento da decisão de iniciar uma revisão excepcional das tarifas à Autoridade da Concorrência, aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA, à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores.

Artigo 171.º

Fixação das tarifas

1 - A ERSE solicita à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM a informação que considera necessária ao estabelecimento das novas tarifas.

2 - A ERSE, com base na informação referida no número anterior, elabora proposta de novas tarifas.

3 - A ERSE envia à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a proposta de novas tarifas referida no número anterior.

4 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário a proposta de novas tarifas referida no n.º 2 -, para emissão de parecer.

5 - A proposta referida no n.º 2 - é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND e ao comercializador de último recurso, bem como à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

6 - O Conselho Tarifário emite o parecer sobre a proposta tarifária no prazo máximo de 30 dias contínuos após recepção da proposta.

7 - A ERSE, tendo em atenção os eventuais comentários e sugestões da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e o parecer do Conselho Tarifário, procede à aprovação final das novas tarifas.

8 - A ERSE envia as tarifas aprovadas nos termos do número anterior para a Imprensa Nacional, com vista a publicação no Diário da República, II Série, bem como nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

9 - A ERSE procede, igualmente, à divulgação do parecer do Conselho Tarifário, acompanhada de uma nota explicativa das razões de eventual não consideração de propostas constantes do parecer.

Secção IX

Fixação dos parâmetros para novo período de regulação

Artigo 172.º

Balanço de energia eléctrica

1 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 1 de Maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, o balanço de energia eléctrica referente ao ano anterior (t-2).

2 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 15 de Junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, os balanços de energia eléctrica referentes ao ano em curso (t-1) e a cada um dos anos do período de regulação.

3 - Os balanços de energia eléctrica apresentados por cada entidade devem referir-se apenas às actividades desenvolvidas pela respectiva entidade e devem conter toda a informação necessária para a aplicação do presente Regulamento.

4 - Os balanços previsionais de energia eléctrica, apresentados de acordo com o previsto nos artigos anteriores, são sujeitos à apreciação da ERSE.

Artigo 173.º

Informação económico-financeira

1 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 1 de Maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação observam o estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

2 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM enviam à ERSE, até 15 de Junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, a seguinte informação:

a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso (t-1).

b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e dos investimentos, por actividade, para cada um dos anos do novo período de regulação.

c) Informação relativa aos indutores de custos utilizados na definição dos parâmetros de eficiência de cada actividade, para cada um dos anos do período de regulação.

3 - Os valores do balanço, da demonstração de resultados e da demonstração de fluxos de caixa estimados para o ano em curso (t-1) e previstos para cada um dos anos do período de regulação são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).

4 - Os investimentos referidos nos n.os 1 - e 2 -, para além dos valores em euros, são acompanhados por uma adequada caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração das obras mais significativas.

5 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de Maio do ano anterior ao início de cada período de regulação, para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, toda a informação sobre investimentos separada por convencionais e de carácter inovador, para cada um dos anos do período de regulação.

6 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE até 1 de Maio do ano anterior ao início de cada período de regulação uma proposta com a caracterização do investimento com vista à separação entre convencional e com carácter inovador, que incluirão obrigatoriamente a maturidade das novas tecnologias e o risco tecnológico associado.

7 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de Maio do ano anterior ao início de cada período de regulação:

a) Os objectivos de investimento com carácter inovador;

b) A previsão da potencial redução dos custos operacionais;

c) As melhorias de operação e gestão da rede.

Artigo 174.º

Fixação dos valores dos parâmetros

1 - A ERSE, com base na informação disponível, designadamente a informação recebida nos termos dos artigos anteriores, estabelece valores para os parâmetros referidos nos n.os 2 - e 3 - do Artigo 139.º.

2 - A ERSE envia à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, os valores dos parâmetros estabelecidos.

3 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário os valores dos parâmetros, para efeitos de emissão de parecer.

4 - O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias contínuos.

5 - O parecer do Conselho Tarifário é tornado público pela ERSE.

6 - Havendo motivos suficientes, a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo.

Secção X

Revisão excepcional dos parâmetros de um período de regulação

Artigo 175.º

Início do processo

1 - A ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração dos parâmetros relativos a um período de regulação em curso, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, ou pela entidade concessionária da RND, ou pelo comercializador de último recurso, ou pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, ou pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 - A ERSE dá conhecimento da sua intenção de iniciar uma revisão excepcional dos parâmetros ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, indicando as razões justificativas da iniciativa.

3 - O Conselho Tarifário emite parecer sobre a proposta da ERSE, no prazo de 30 dias contínuos.

4 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM podem enviar à ERSE comentários à proposta referida no n.º 2 -, no prazo de 30 dias contínuos.

5 - A ERSE, com base nas respostas recebidas nos termos dos artigos anteriores, decide se deve prosseguir o processo de revisão excepcional dos parâmetros.

6 - A ERSE dá conhecimento da sua decisão ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA, à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de Julho.

Artigo 176.º

Fixação dos novos valores dos parâmetros

1 - No caso de a ERSE decidir prosseguir o processo de revisão, com vista ao estabelecimento dos novos valores para os parâmetros, solicita a informação necessária à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 - A ERSE, com base na informação disponível, estabelece os novos valores para os parâmetros.

3 - A ERSE envia os valores estabelecidos nos termos do número anterior à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

4 - As entidades referidas no número anterior enviam, no prazo de 30 dias contínuos, comentários aos valores estabelecidos pela ERSE.

5 - A ERSE analisa os comentários recebidos, revendo eventualmente os valores estabelecidos, no prazo de 15 dias contínuos.

6 - A ERSE envia à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM os novos valores estabelecidos nos termos do número anterior.

7 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário os valores estabelecidos nos termos do n.º 5 -, para efeitos de emissão do parecer.

8 - O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias contínuos.

9 - A ERSE estabelece os valores definitivos no prazo de 15 dias contínuos depois de receber o parecer do Conselho Tarifário, enviando-os à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de Julho.

10 - O parecer do Conselho Tarifário é tornado público pela ERSE.

Secção XI

Procedimentos de garantia dos pressupostos regulatórios nas concessões de distribuição

Artigo 177.º

Início do processo

1 - O disposto na presente Secção aplica-se quando ocorrer uma das seguintes situações:

a) A distribuição de energia eléctrica em BT num dado concelho deixar de ser efectuada pela entidade concessionária da RND, levando à emissão de uma concessão de distribuição em BT.

b) A distribuição de energia eléctrica em BT num dado concelho deixar de ser efectuada pelo distribuidor em BT, passando a ser efectuada pela entidade concessionária da RND.

c) O equilíbrio económico-financeiro de um concessionário de distribuição em BT não estiver assegurado.

2 - A entidade concessionária da RND informa a ERSE da separação ou integração da distribuição em BT no concelho em causa.

3 - A ERSE informa o Conselho Tarifário, a entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND e o concessionário de distribuição em BT.

Artigo 178.º

Definição da solução a adoptar

1 - A ERSE analisa o impacte da alteração de concessões na situação económico-financeira das empresas em causa, solicitando toda a informação necessária.

2 - A ERSE, face à análise referida no número anterior, decide qual a medida que considera mais adequada, podendo esta consistir, designadamente, na:

a) Definição de uma tarifa específica.

b) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de introduzir um mecanismo de compensação entre distribuidores que tenha em conta os diferentes custos de distribuição, mantendo a uniformidade tarifária.

c) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de alterar as fórmulas que determinam o montante de proveitos a serem proporcionados pelas tarifas.

d) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de introduzir outras medidas julgadas necessárias.

3 - A ERSE informa o Conselho Tarifário das medidas que considera mais adequadas.

4 - O Conselho Tarifário emite parecer sobre as medidas propostas pela ERSE, no prazo de 30 dias contínuos.

5 - A ERSE decide quais as medidas a tomar, tendo em atenção o parecer do Conselho Tarifário.

6 - A ERSE torna público o parecer do Conselho Tarifário.

Artigo 179.º

Medidas sem alteração do Regulamento Tarifário

1 - No caso de optar pela definição de uma tarifa específica, implicando a substituição das tarifas referidas nos n.os 4 -e 5 -do Artigo 21.º, a ERSE procede à definição da respectiva tarifa, solicitando a informação que considerar necessária.

2 - A ERSE dá conhecimento da tarifa estabelecida aos distribuidores envolvidos, solicitando eventuais comentários no prazo de 30 dias contínuos.

3 - A ERSE dá também conhecimento da tarifa ao Conselho Tarifário, solicitando parecer no prazo de 30 dias contínuos.

4 - A ERSE fixa a tarifa definitiva, tendo em atenção o parecer do Conselho Tarifário e os comentários recebidos.

Secção XII

Documentos complementares ao Regulamento Tarifário

Artigo 180.º

Documentos

Sem prejuízo de outros documentos estabelecidos no presente Regulamento, são previstos os seguintes documentos complementares decorrentes das disposições deste Regulamento:

a) Tarifas em vigor, a publicar nos termos da lei, no Diário da República, II Série e nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

b) Parâmetros estabelecidos para cada período de regulação.

c) Normas e metodologias complementares.

Artigo 181.º

Elaboração e divulgação

1 - Sempre que a ERSE entender que se torna necessário elaborar um documento explicitando regras ou metodologias necessárias para satisfação do determinado no presente Regulamento, informa o Conselho Tarifário da sua intenção de proceder à respectiva publicação.

2 - A ERSE dá também conhecimento às entidades afectadas, solicitando a sua colaboração.

3 - Os documentos referidos no número anterior são tornados públicos, nomeadamente através da página da ERSE na internet.

Capítulo VII

Garantias administrativas e reclamações

Secção I

Garantias administrativas

Artigo 182.º

Admissibilidade de petições, queixas e denúncias

Sem prejuízo do recurso aos tribunais, as entidades interessadas podem apresentar junto da ERSE quaisquer petições, queixas ou denúncias contra acções ou omissões das entidades reguladas que intervêm no SEN, que possam constituir inobservância das regras previstas no presente Regulamento e não revistam natureza contratual.

Artigo 183.º

Forma e formalidades

As petições, queixas ou denúncias, previstas no artigo anterior, são dirigidas por escrito à ERSE, devendo das mesmas constar obrigatoriamente os fundamentos de facto que as justificam, bem como, sempre que possível, os meios de prova necessários à sua instrução.

Artigo 184.º

Instrução e decisão

À instrução e decisão sobre as petições, queixas ou denúncias apresentadas aplicam-se as disposições constantes do Código do Procedimento Administrativo.

Capítulo VIII

Disposições finais e transitórias

Secção I

Disposições transitórias

Artigo 185.º

Ajustamentos transitórios

Nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento, os ajustamentos referidos no Capítulo IV deverão ser calculados de acordo com o Regulamento Tarifário, na redacção que lhe foi dada pelo Despacho n.º 27 599/2009, de 24 de Dezembro e as alterações introduzidas pelo Despacho n.º 19 059/2010, de 23 de Dezembro. A actualização financeira é calculada ao abrigo do actual Regulamento.

Artigo 186.º

Tarifas de Venda a Clientes Finais transitórias em BTN de iluminação pública

1 - Em 2012, continuam a vigorar transitoriamente em Portugal continental e nas regiões Autónomas as tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN de iluminação pública.

2 - A opção tarifária de iluminação pública é composta unicamente pelo preço de energia activa sem diferenciação horária.

3 - Nas entregas a clientes de iluminação pública os preços de potência contratada das diversas tarifas por actividade são convertidos em preços de energia activa, sem diferenciação horária.

Artigo 187.º

Escalões de potência transitórios das Tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA e na RAM

1 - Em 2012, continuam a vigorar transitoriamente na Região Autónoma dos Açores os escalões de potência de 55,2 kVA, 69,0 kVA, 103,5 kVA, 110,4 kVA, 138,0 kVA, 172,5 kVA, 207,0 kVA e 215,0 kVA das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN tri-horárias, para os clientes que por falta de instalação dos equipamentos de medida necessários ainda não tiverem migrado para BTE.

2 - Em 2012, continuam a vigorar transitoriamente na Região Autónoma da Madeira os escalões de potência de 51,75 kVA e 62,1 kVA das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN tri-horárias, para os clientes que por falta de instalação dos equipamentos de medida necessários ainda não tiverem migrado para BTE.

Artigo 188.º

Custos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes

A definição dos parâmetros previstos no Artigo 88.º fica dependente de uma avaliação sobre as condições de funcionamento do mercado de electricidade, a realizar pela ERSE, até 15 de Outubro de cada ano, no âmbito do processo de fixação das tarifas para vigorarem no ano seguinte.

Secção II

Disposições finais

Artigo 189.º

Pareceres interpretativos da ERSE

1 - As entidades que integram os sistemas eléctricos públicos podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente Regulamento.

2 - Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.

3 - As entidades que solicitarem os pareceres não estão obrigadas a seguir as orientações contidas nos mesmos, sendo tal circunstância levada em consideração no julgamento das petições, queixas ou denúncias.

4 - O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações referentes à aplicação do presente Regulamento às entidades interessadas, designadamente aos consumidores.

Artigo 190.º

Norma remissiva

Aos procedimentos administrativos previstos neste Regulamento e não especificamente regulados aplicam-se as disposições do Código de Procedimento Administrativo.

Artigo 191.º

Fiscalização e aplicação do Regulamento

1 - A fiscalização e aplicação do cumprimento do disposto no presente Regulamento é da competência da ERSE.

2 - No âmbito da fiscalização deste Regulamento, a ERSE goza das prerrogativas que lhe são conferidas pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, e estatutos anexos ao mesmo diploma, e pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.

Artigo 192.º

Entrada em vigor

As disposições do presente regulamento entram em vigor no dia seguinte ao da data de publicação deste regulamento.

ANEXO III – REGULAMENTO DE ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES

Capítulo I

Disposições e princípios gerais

Artigo 1.º

Objecto

1 - O presente regulamento tem por objecto estabelecer as disposições relativas às condições segundo as quais se processa o acesso às redes e às interligações.

2 - As disposições relativas às condições segundo as quais se processa o acesso às redes e às interligações têm como pressupostos e limites os direitos e princípios estabelecidos no Regulamento CE n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade, e em demais legislação aplicável.

Artigo 2.º

Âmbito

1 - As condições a que deve obedecer o acesso às redes e às interligações incluem:

a) As condições em que é facultado ou restringido o acesso.

b) A retribuição a que as entidades têm direito por proporcionarem o acesso às suas redes.

c) As condições de utilização das interligações.

2 - Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento as seguintes entidades:

a) Os clientes.

b) Os comercializadores.

c) Os comercializadores de último recurso.

d) Os operadores das redes.

e) Os produtores em regime ordinário.

f) Os produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.

Artigo 3.º

Siglas e definições

1 - No presente regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

a) AT - Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).

b) BT - Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é inferior a 1 kV).

c) ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

d) MAT - Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).

e) MT - Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).

f) RNT - Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.

g) RND – Rede Nacional de Distribuição de Energia Eléctrica.

h) SEN - Sistema Eléctrico Nacional.

2 - Para efeitos do presente regulamento entende-se por:

a) Agente de mercado - entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, produtor em regime especial, comercializador, comercializador de último recurso, Agente Comercial e cliente.

b) Barramento - ponto de ligação ou nó de uma rede eléctrica o qual interliga centros de produção de energia, activa e reactiva, cargas ou términos de linhas de transmissão de energia.

c) Cliente - pessoa singular ou colectiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia eléctrica para consumo próprio.

d) Comercializador - entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica, cuja actividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros.

e) Comercializador de último recurso - entidade titular de licença de comercialização, que no exercício da sua actividade está sujeita à obrigação de prestação universal do serviço de fornecimento de energia eléctrica.

f) Distribuição - veiculação de energia eléctrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização.

g) Operador da rede - entidade titular de concessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a actividade de transporte ou de distribuição de energia eléctrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais: o operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição em MT e AT, os operadores das redes de distribuição em BT, a concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira.

h) Perdas - diferença entre a energia que entra num sistema eléctrico e a energia que sai desse sistema eléctrico, no mesmo intervalo de tempo.

i) Período horário - intervalo de tempo no qual a energia activa é facturada ao mesmo preço.

j) Produtor em regime especial – entidade titular de licença de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, cogeração, miniprodução, microprodução ou outra produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica.

k) Produtor em regime ordinário - entidade titular de licença de produção de energia eléctrica que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de electricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis ou à produção combinada de calor e electricidade.

l) Transporte - veiculação de energia eléctrica numa rede interligada de muito alta e alta tensão, para efeitos de recepção dos produtores e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização.

m) Uso das redes - utilização das redes e instalações nos termos do presente regulamento.

n) Utilizadores das redes - Clientes que pretendam ser agentes de mercado, comercializadores, comercializador de último recurso, produtores em regime ordinário, produtores em regime especial nos termos previstos na legislação, que estão sujeitos à obrigação de celebrar um Contrato de Uso das Redes.

Artigo 4.º

Prazos

1 - Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente regulamento que não tenham natureza administrativa são prazos contínuos.

2 - Os prazos previstos no número anterior contam-se nos termos do Artigo 279.º do Código Civil.

3 - Os prazos fixados no presente regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do Artigo 72.º do Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 5.º

Entidades com direito ao acesso

O direito de acesso às redes e às interligações, de aplicação a Portugal continental, é automaticamente reconhecido a todas as entidades no momento em que se finalize o processo de ligação às redes das suas instalações, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais, designadamente:

a) Os clientes.

b) Os comercializadores.

c) O comercializador de último recurso.

d) Os produtores em regime ordinário.

e) Os produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.

Artigo 6.º

Entidades com obrigação de permitir o acesso

Estão obrigados a permitir o acesso às redes e às interligações, nos termos do presente regulamento, os operadores das redes em Portugal continental, definidos na alínea h) do n.º 2 do Artigo 3.º.

Artigo 7.º

Princípios gerais

O acesso às redes e às interligações processa-se em obediência aos seguintes princípios gerais:

a) Salvaguarda do interesse público, incluindo a manutenção da segurança de abastecimento.

b) Igualdade de tratamento e de oportunidades.

c) Reciprocidade no uso das interligações por parte das entidades responsáveis pela gestão das redes com que o sistema eléctrico nacional se interliga.

d) Pagamento das tarifas aplicáveis.

Capítulo II

Acesso às redes e às interligações e Contrato de Uso das Redes

Artigo 8.º

Disposições gerais

1 - O direito de acesso às redes e às interligações, de aplicação a Portugal continental, é automaticamente reconhecido a todas as entidades referidas no Artigo 5.º no termo do processo de ligação das suas instalações às redes, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais.

2 - O acesso às redes e às interligações é formalizado com a celebração do Contrato de Uso das Redes, nos termos definidos no presente capítulo.

3 - O Contrato de Uso das Redes é formalizado por escrito e tem por objecto as condições relacionadas com o uso das redes e das interligações.

4 - O agente de mercado deve obedecer às condições estabelecidas no processo de ligação às redes, nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais.

5 - O acesso às interligações deve obedecer, para além das condições de acesso às redes em geral, às condições técnicas relacionadas com as prioridades funcionais cometidas ao uso das interligações, como sejam a manutenção de adequados níveis de segurança e estabilidade no sistema eléctrico, nos termos definidos no Regulamento de Operação das Redes.

Artigo 9.º

Entidades celebrantes do Contrato de Uso das Redes

1 - Os clientes que pretendam ser agentes de mercado devem celebrar um Contrato de Uso das Redes com o operador da rede a que as suas instalações se encontrem ligadas, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 - Os clientes que pretendam ser agentes de mercado cujas instalações se encontrem ligadas à rede de transporte devem celebrar um Contrato de Uso das Redes com o operador da rede de distribuição em MT e AT.

3 - Os produtores, ou quem os represente, devem celebrar um Contrato de Uso das Redes com o operador da rede de transporte.

4 - Os produtores são considerados clientes para efeitos da aquisição de energia eléctrica para abastecimento de consumos próprios, devendo para tal também celebrar o Contrato de Uso das Redes previsto no n.º 1 ou no n.º 2.

5 - Os comercializadores e o comercializador de último recurso devem celebrar um Contrato de Uso das Redes com os operadores das redes a que as instalações dos seus clientes se encontrem ligadas, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

6 - Os comercializadores e o comercializador de último recurso devem celebrar um Contrato de Uso das Redes com o operador da rede de distribuição em MT e AT, quando as instalações dos seus clientes se encontrem ligadas à rede de transporte.

Artigo 10.º

Condições a integrar o Contrato de Uso das Redes

1 - O Contrato de Uso das Redes deve integrar as condições relacionadas com o uso das suas redes e diferem consoante o tipo de agente de mercado em causa, nos termos seguintes:

a) Clientes que pretendam ser agentes de mercado.

b) Comercializadores.

c) Comercializador de último recurso, na função de comercializador.

d) Comercializador de último recurso, na função de entidade obrigada a adquirir a energia produzida em regime especial.

e) Produtores em regime ordinário.

f) Produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.

2 - O Contrato de Uso das Redes aplicável aos comercializadores e ao comercializador de último recurso integra o uso das redes de todas as instalações dos clientes do comercializador ou do comercializador de último recurso.

3 - O Contrato de Uso das Redes deve integrar, nomeadamente, as seguintes condições:

a) A periodicidade de emissão, as formas e os prazos de pagamento das facturas emitidas pelos operadores das redes.

b) As condições comerciais aplicáveis à alteração de potência contratada e as condições comerciais aplicáveis à mudança de equipamento de medição resultante de alterações contratuais.

c) O prazo mínimo de antecedência para denúncia do Contrato de Uso das Redes por parte do utilizador, prevista no Artigo 12.º.

d) As entidades a quem os operadores das redes devem comunicar a suspensão e a cessação da suspensão do Contrato de Uso das Redes, previstas no Artigo 14.º.

e) O valor da garantia a que se refere o Artigo 18.º, bem como as situações em que pode ser exigida a sua alteração ou reforço.

f) A data de entrada em vigor.

4 - O Contrato de Uso das Redes aplicável aos comercializadores e ao comercializador de último recurso deve ainda integrar, nomeadamente, as seguintes condições:

a) Os procedimentos a observar pelo comercializador ou pelo comercializador de último recurso na comunicação aos operadores das redes com os quais celebrou contrato das alterações verificadas na composição da sua carteira de clientes.

b) Os meios de comunicação a estabelecer entre o comercializador ou o comercializador de último recurso, e os operadores das redes com os quais celebrou contrato de forma a assegurar um elevado nível de informação aos clientes.

c) Os meios de comunicação a estabelecer e os procedimentos a observar para assegurar a prestação de serviços aos clientes que impliquem a intervenção conjunta ou a necessidade de coordenação entre o comercializador ou o comercializador de último recurso, e os operadores das redes.

5 - As condições do Contrato de Uso das Redes devem observar, designadamente, o disposto nos seguintes regulamentos e manuais:

a) Regulamentos da Qualidade de Serviço, Regulamento de Relações Comerciais e Regulamento Tarifário.

b) Regulamento da Rede de Transporte e Regulamento da Rede de Distribuição, no caso de Portugal continental.

Artigo 11.º

Condições gerais do Contrato de Uso das Redes

1 - As condições gerais que devem integrar o Contrato de Uso das Redes são aprovadas pela ERSE, após consulta pública, na sequência de propostas apresentadas pelos operadores das redes.

2 - A proposta apresentada pelos operadores das redes em Portugal continental deve ser conjunta.

3 - A ERSE, por sua iniciativa ou mediante proposta dos operadores das redes, pode propor alterações às condições gerais previstas no n.º 1, sempre que considere necessário.

4 - Para efeitos do presente artigo, consideram-se em vigor as condições gerais do Contrato de Uso das Redes, à data de publicação do presente regulamento, referidas nas alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo anterior.

5 - Os operadores das redes devem apresentar à ERSE, no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do presente regulamento, uma proposta de condições gerais de Contrato de Uso das Redes aplicável ao comercializador de último recurso.

Artigo 12.º

Duração do Contrato de Uso das Redes

1 - O Contrato de Uso das Redes tem a duração limitada a um ano, considerando-se automática e sucessivamente renovado por iguais períodos, salvo denúncia do agente de mercado.

2 - A denúncia, prevista no número anterior, deve ser feita por escrito, com a antecedência mínima estabelecida no respectivo Contrato de Uso das Redes.

Artigo 13.º

Alteração da informação relativa ao agente de mercado

Qualquer alteração aos elementos constantes do Contrato de Uso das Redes, relativos à identificação, residência ou sede do agente de mercado, deve ser comunicada por este aos operadores das redes com os quais celebrou contrato, através de carta registada com aviso de recepção, no prazo de 30 dias a contar da data da alteração.

Artigo 14.º

Suspensão do Contrato de Uso das Redes

1 - O Contrato de Uso das Redes pode ser suspenso por:

a) Incumprimento das disposições aplicáveis, designadamente as constantes do presente regulamento, do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento da Qualidade de Serviço e do Regulamento de Operação das Redes.

b) Incumprimento do disposto no Regulamento da Rede de Distribuição e no Regulamento da Rede de Transporte.

c) Incumprimento do disposto no Contrato de Uso das Redes.

d) Razões de interesse público, de serviço e de segurança, estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais.

e) Incumprimento do disposto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

f) Suspensão do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema, quando aplicável.

2 - A suspensão do Contrato de Uso das Redes, por razões imputáveis ao agente de mercado ou por outras razões susceptíveis de pré-aviso, deve ser notificada ao agente de mercado com a antecedência mínima de 8 dias.

3 - A suspensão do Contrato de Uso das Redes determina a cessação temporária dos seus efeitos até à regularização das situações que constituíram causa para a sua suspensão.

4 - Perante a ocorrência de situação que possa constituir causa para a suspensão do Contrato de Uso das Redes, o agente de mercado deve ser notificado pelo operador da rede com o qual celebrou contrato, para que apresente prova de que reúne de novo as condições necessárias ao cumprimento do Contrato de Uso das Redes.

5 - Da notificação referida no número anterior deve constar a causa de suspensão do Contrato de Uso das Redes, bem como o prazo previsto e os procedimentos a adoptar para a sua regularização.

6 - Sempre que o operador da rede de transporte verifique a ocorrência de qualquer situação que possa constituir causa para a suspensão de algum Contrato de Uso das Redes celebrado com o operador da rede de distribuição em MT e AT, deve notificá-lo.

7 - Sempre que o operador da rede de distribuição proceda à suspensão de um Contrato de Uso das Redes, deve comunicá-la ao operador da rede de transporte, para efeito da suspensão do estatuto de Agente de Mercado.

8 - Suspenso o Contrato de Uso das Redes, o agente de mercado deve ser notificado pelo operador da rede com o qual celebrou contrato para, no prazo máximo de 10 dias úteis, proceder à regularização comprovada das situações que motivaram a suspensão do Contrato de Uso das Redes, sob pena de, findo o referido prazo, o contrato cessar, nos termos do artigo seguinte.

Artigo 15.º

Cessação do Contrato de Uso das Redes

1 - O Contrato de Uso das Redes pode cessar por:

a) Acordo entre as partes.

b) Caducidade, nas seguintes situações:

   i) Se o cliente deixar de ser agente de mercado, ou transmitir a propriedade da instalação.

   ii) Por extinção da licença de comercializador ou de comercializador de último recurso.

   iii) Por extinção da licença de produtor.

c) Rescisão, se a causa que motivou a suspensão do Contrato de Uso das Redes não for regularizada dentro do prazo estabelecido no artigo anterior.

2 - Com a cessação do Contrato de Uso das Redes extinguem-se todos os direitos e obrigações das partes, sem prejuízo do cumprimento dos encargos emergentes do contrato cessado, conferindo aos operadores das redes o direito de interromperem a emissão ou o fornecimento e de procederem ao levantamento do material e equipamento que lhes pertencer.

3 - Sempre que o operador da rede de distribuição proceda à cessação de um Contrato de Uso das Redes, deve comunicá-la ao operador da rede de transporte, para efeito da suspensão do estatuto de Agente de Mercado.

Artigo 16.º

Direito à prestação de garantia

1 - Os operadores das redes, enquanto entidades titulares do Contrato de Uso das Redes, têm direito à prestação de garantia por parte dos agentes de mercado.

2 - A garantia prestada visa assegurar o cumprimento das obrigações decorrentes do Contrato de Uso das Redes.

3 - As regras aplicáveis à utilização e restituição da garantia são as estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 17.º

Meios e forma de prestação de garantia

Salvo acordo entre as partes, a garantia é prestada em numerário, cheque, transferência electrónica, garantia bancária ou seguro-caução.

Artigo 18.º

Valor da garantia

1 - O valor da garantia prestada deve ser calculado tendo em conta os encargos com o acesso às redes, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

2 - O valor da garantia prestada, bem como as situações em que pode ser exigida a sua alteração ou reforço, são estabelecidos no âmbito do Contrato de Uso das Redes.

Artigo 19.º

Prestação de informação pelos operadores das redes

Os operadores das redes devem fornecer aos agentes de mercado com os quais celebraram o Contrato de Uso das Redes, nomeadamente, a seguinte informação:

a) Interrupções programadas do fornecimento de energia eléctrica com origem nas redes.

b) Iniciativas dos operadores das redes com intervenção nos locais de consumo, como sejam a substituição de equipamentos de medição ou de dispositivos de controlo de potência.

c) Problemas de qualidade da onda de tensão existentes numa determinada região.

d) Tempos de interrupção do fornecimento de energia eléctrica a cada cliente que seja agente de mercado e a cada um dos clientes dos comercializadores e do comercializador de último recurso, nos termos definidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Capítulo III

Informação a prestar pelos operadores das redes

Artigo 20.º

Informação a prestar pelos operadores das redes

1 - Os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem disponibilizar, aos agentes de mercado e outras entidades interessadas, informação técnica que lhes permita conhecer as características das suas redes.

2 - Da informação a divulgar pelos operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT deve constar, nomeadamente:

a) A localização geográfica das linhas e das subestações e a área de abrangência geográfica das subestações.

b) As principais características da rede, das linhas e das subestações, bem como as variações destas características, de acordo com a época do ano.

c) A potência de curto-circuito trifásico simétrico, máxima e mínima, nos barramentos MT, AT e MAT das subestações.

d) O tipo de ligação do neutro à terra.

e) Valores máximos e mínimos dos trânsitos de potência nas linhas e potências das cargas nas subestações.

f) Identificação e justificação dos principais congestionamentos e restrições da capacidade das redes.

g) Informação quantitativa e qualitativa relativa à continuidade de serviço e à qualidade da onda de tensão, nomeadamente através dos indicadores e das características, previstos no respectivo Regulamento da Qualidade de Serviço.

3 - Os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem manter um registo dos pedidos de informação que lhes são dirigidos relativamente à prestação de informação sobre as suas redes.

4 - A informação divulgada pelos operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT deve considerar as necessidades reveladas pelos agentes de mercado e outras entidades interessadas, nos pedidos de informação referidos no número anterior.

5 - A informação deve estar disponível, nomeadamente nas suas páginas de *Internet* e nos centros de atendimento dos operadores das redes que deles disponham.

6 - A informação deve ser divulgada anualmente, através da publicação de documentos específicos, por parte do respectivo operador das redes, contendo informação reportada a 31 de Dezembro de cada ano.

7 - O operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental devem estabelecer mecanismos de troca de informação recíproca, de forma a assegurar a coerência entre as informações acerca das suas redes.

8 - Os operadores das redes de cada uma das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira podem apresentar um documento único relativo à informação das respectivas redes de transporte e de distribuição.

9 - Os documentos referidos no n.º 7 devem ser enviados à ERSE, até dia 31 de Março de cada ano.

10 - Os documentos referidos no n.º 7 devem ser divulgados nos termos previstos no Artigo 39.º.

Artigo 21.º

Informação a prestar para efeitos de acesso às interligações

1 - O operador da rede de transporte em Portugal continental deve disponibilizar, aos agentes de mercado, informação sobre a capacidade de interligação disponível para fins comerciais e a sua efectiva utilização.

2 - Da informação a divulgar para efeitos de acesso às interligações pelo operador da rede de transporte em Portugal continental deve constar, nomeadamente:

a) A localização geográfica das linhas e das subestações.

b) As principais características das instalações.

c) Valores máximos e mínimos dos trânsitos de potência nas linhas e potências das cargas nas subestações, nos termos do Capítulo VI do presente regulamento.

d) Os valores da capacidade de interligação técnica e disponível para fins comerciais previstos nos termos do Artigo 31.º.

e) As actualizações diárias dos valores da capacidade de interligação técnica e disponível para fins comerciais, nos termos do Artigo 31.º.

f) Os valores da capacidade de interligação técnica e para fins comerciais efectivamente utilizados.

g) Identificação e justificação dos principais congestionamentos ocorridos com impacte na capacidade de interligação.

3 - A informação apresentada deve ainda permitir, aos agentes de mercado, a identificação dos principais desenvolvimentos previstos.

4 - O operador da rede de transporte em Portugal continental deve manter um registo dos pedidos de informação que lhes são dirigidos relativamente à prestação de informação relativa às interligações.

5 - A informação sobre interligações divulgada para efeitos de acesso às interligações deve considerar as necessidades reveladas pelos agentes de mercado nos pedidos de informação referidos no número anterior.

6 - A informação para efeitos do acesso às interligações deve estar disponível aos agentes de mercado, nomeadamente nas suas páginas de Internet e nos centros de atendimento dos operadores das redes que deles disponham.

7 - A informação para efeitos do acesso às interligações deve ser divulgada anualmente, através da publicação de documentos específicos, por parte do respectivo operador das redes, contendo informação reportada a 31 de Dezembro do ano anterior.

8 - Os documentos referidos no número anterior devem ser enviados à ERSE, até dia 31 de Março de cada ano.

9 - Os documentos referidos no n.º 7 devem ser divulgados nos termos previstos no Artigo 39.º.

Capítulo IV
Retribuição pelo uso das instalações e serviços

Secção I
Retribuição pelo uso das instalações e serviços

Artigo 22.º
Retribuição pelo uso das instalações e serviços

1 - Os operadores das redes têm o direito de receber uma retribuição pelo uso das suas instalações e serviços inerentes, pela aplicação da tarifa de acesso relativa ao nível de tensão a que a instalação do cliente está ligada e tipo de fornecimento aplicável, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

2 - O operador da rede de transporte tem o direito de receber uma retribuição pelo uso das suas instalações e serviços inerentes, pela aplicação da tarifa de acesso relativa as instalações de produção ligadas à RNT ou à RND, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

3 - As tarifas referidas no n.º 1 e n.º 2 são publicadas em conjunto com as restantes tarifas do sector eléctrico, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

4 - Os períodos tarifários aplicáveis na facturação das tarifas referidas no n.º 1 e n.º 2 são publicados pela ERSE no despacho anual que estabelece as tarifas e preços da energia eléctrica para o ano seguinte.

5 - As grandezas a medir para o cálculo das tarifas referidas no n.º 1 e n.º 2 são determinadas nos termos definidos no Regulamento de Relações Comerciais.

6 - Compete aos operadores das redes de distribuição cobrar os valores relativos à tarifa referida no n.º 1, nos termos previstos no Contrato de Uso das Redes.

7 - Compete ao operador da rede de transporte cobrar os valores relativos à tarifa referida no n.º 2, nos termos previstos no Contrato de Uso das Redes.

Artigo 23.º
Entidades responsáveis pela retribuição pelo uso das instalações e serviços

1 - Os utilizadores das redes são responsáveis pelo pagamento das tarifas referidas nos n.º 1 e n.º 2 do artigo anterior, pela apresentação da garantia definida no Artigo 16.º e todas as obrigações e direitos, nomeadamente serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável, de acordo com os preços publicados anualmente pela ERSE, e compensações previstas no Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

2 - Os produtores hidroeléctricos que necessitem de adquirir energia eléctrica para bombagem no âmbito do seu processo de produção estão isentos do pagamento das tarifas de acesso referidas no número anterior, na parte que respeita à energia eléctrica adquirida para bombagem.

3 - Nos fornecimentos de energia eléctrica a clientes constituídos nas carteiras de comercializadores, considera-se que a responsabilidade pelo pagamento das tarifas, pela apresentação da garantia e todas as obrigações e direitos, nomeadamente serviços regulados e compensações, referidas no n.º 1, são transferidas para o comercializador.

4 - Na entrega de energia por produtores em regime especial, considera-se que a responsabilidade pelo pagamento das tarifas de acesso, pela apresentação da garantia e todas as obrigações e direitos, nomeadamente serviços regulados e compensações, referidas no n.º 2 do artigo anterior, são transferidas para o comercializador de último recurso ou para quem os represente.

5 - A responsabilidade do comercializador do cliente, identificada no n.º 3, cessa quando comunicado ao operador das redes que:

a) O cliente mudou de comercializador.

b) Ocorreu a cessação do contrato estabelecido entre o comercializador e o cliente.

6 - Nos casos referidos no n.º 2, os operadores das redes emitem uma factura única para cada comercializador com os quais celebraram contrato, que corresponde à soma das retribuições pelo uso das instalações e serviços, de cada cliente.

7 - Sempre que um cliente constituído na carteira de um comercializador tenha direito às compensações referidas no n.º 1, o operador das redes com que o comercializador celebrou contrato deve prestar ao actual comercializador as compensações, devendo este transferi-las para o cliente.

Secção II
Informação sobre investimentos nas redes e interligações

Artigo 24.º
Projectos de investimentos e relatório de execução do orçamento

1 - Para efeitos da determinação da retribuição pelo uso das instalações e serviços, os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem enviar à ERSE os projectos de investimento que pretendem efectuar nas suas redes, identificando as redes abrangidas e a calendarização da sua execução.

2 - Os projectos de investimento devem contemplar os três anos seguintes ao ano em que são apresentados, devendo incluir o orçamento de investimentos para o ano seguinte ao de apresentação dos projectos.

3 - Para o primeiro ano dos projectos de investimento, os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem descrever o orçamento de investimentos nas suas redes a executar no ano seguinte, contendo uma identificação exaustiva dos activos em que irão investir, da calendarização das obras e dos respectivos valores de investimento previstos.

4 - Devem ser elaborados projectos de investimento relativos às seguintes redes, por parte do respectivo operador:

a) Rede de transporte.

b) Interligações.

c) Rede de distribuição em MT e AT.

5 - Os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem estabelecer mecanismos de troca de informação recíproca de forma a assegurar a coerência entre os projectos de investimento nas suas redes, designadamente da informação relativa às alternativas de ligação.

6 - O operador da rede de transporte em Portugal continental deve prever, em conjunto com o operador do sistema eléctrico com o qual a rede de transporte em Portugal continental está interligada a nível internacional, a prestação recíproca de informação de forma a assegurar a coerência entre os projectos de investimento nas suas redes.

7 - Os operadores das redes de cada uma das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira podem apresentar um documento único relativo aos projectos de investimento das respectivas redes de transporte e de distribuição.

8 - Os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem enviar os projectos de investimento à ERSE, incluindo o orçamento de investimentos para o ano seguinte, para aprovação, para efeito de reconhecimento na base de activos e para cálculo das tarifas, até ao dia 15 de Junho do ano anterior ao início de cada período de regulação, de acordo com o previsto no Regulamento Tarifário.

9 - Até ao dia 1 de Maio de cada ano, o operador da rede de transporte em Portugal continental, e os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira devem ainda enviar à ERSE o relatório de execução do orçamento do ano anterior, com indicação dos respectivos valores de investimento realizados, de acordo com as normas complementares previstas no Regulamento Tarifário.

10 - Os orçamentos de investimentos e os relatórios de execução do orçamento do ano anterior, referidos no número anterior, devem, nomeadamente, identificar:

a) A caracterização física das obras.

b) A data de entrada em exploração.

c) Os valores de investimento, desagregados por ano e pelos vários tipos de equipamento de cada obra.

11 - Para os anos seguintes, os projectos de investimento nas redes devem apresentar as alternativas de desenvolvimento das mesmas, identificando para cada alternativa:

a) A lista das obras a executar e respectiva justificação.

b) O prazo de execução.

c) O valor orçamentado.

d) A repartição dos encargos, para projectos que envolvam outras entidades.

12 - Os projectos de investimento, após aprovação da ERSE, e o relatório de execução do orçamento devem ser divulgados nos termos previstos no Artigo 39.º.

Artigo 25.º

Realização de investimentos nas redes e nas interligações

1 - Os investimentos nas redes e nas interligações devem ser realizados de acordo com os procedimentos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 223/2001, de 9 de Agosto, alterado pelo Decreto-Lei n.º 234/2004, de 15 de Dezembro, que procede à transposição para a ordem jurídica interna da Directiva 93/38/CEE, do Conselho, de 14 de Junho, relativa à coordenação dos processos de celebração de contratos nos sectores da água, da energia, dos transportes e das telecomunicações, com as alterações que lhe foram introduzidas pela Directiva 98/4/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de Fevereiro.

2 - Os investimentos aprovados, após efectuados e os activos terem passado à exploração, passam a ser considerados para efeitos de cálculo da retribuição dos operadores das redes, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

3 - Para efeitos do número anterior, os investimentos nas redes e interligações devem ser realizados de acordo com as regras comunitárias de contratação pública:

a) Os investimentos realizados na sequência de concurso público são automaticamente aceites pela ERSE para efeitos de reconhecimento nas tarifas.

b) Os investimentos realizados na sequência de concurso com recurso à prévia qualificação de fornecedores são igualmente aceites para efeitos de repercussão nas tarifas, ficando condicionados a análise da ERSE.

Capítulo V

Ajustamento para perdas

Artigo 26.º

Ajustamento para perdas

1 - Constitui objectivo do ajustamento para perdas relacionar a energia eléctrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.

2 - Para efeitos de determinação da quantidade de energia eléctrica que deve ser colocada, em cada hora, na rede através do mercado organizado ou por contratação bilateral, são aplicados perfis horários de perdas aos valores de energia activa dos consumos previstos, nos termos do disposto no artigo seguinte.

3 - Para efeitos de tarifas, são aplicados factores de ajustamento para perdas por período tarifário aos valores dos preços das tarifas de cada nível de tensão, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

4 - Para efeitos da aplicação dos números anteriores, a ERSE publica os valores dos factores de ajustamento para perdas por período tarifário no despacho anual que estabelece as tarifas e preços da energia eléctrica para o ano seguinte.

5 - Os perfis horários de perdas referidos no n.º 2, são aprovados pela ERSE.

6 - Os perfis horários de perdas são diferenciados por rede, de transporte ou de distribuição e por nível de tensão.

7 - Os operadores das redes devem enviar à ERSE uma proposta de perfis horários de perdas e uma proposta de valores dos factores de ajustamento para perdas por período tarifário, relativos às suas redes, até ao dia 15 de Junho de cada ano.

Artigo 27.º

Ajustamento para perdas em Portugal continental

1 - A energia eléctrica a colocar, em cada hora, nas redes em Portugal continental para abastecer o consumo dos clientes é calculada por aplicação de perfis horários de perdas aos valores de energia activa desse consumo, que converte estes valores para o referencial de produção de energia eléctrica na rede de transporte, de acordo com as seguintes expressões:

a) Em MAT: $E_P = E_C \times (1+p_{MAT})$.

b) Na fronteira em AT da rede de transporte com a rede de distribuição: $E_P = E_C \times (1+p_{AT/RT})$.

c) Na rede de distribuição em AT: $E_P = E_C \times (1+p_{AT/RT}) \times (1+p_{AT})$.

d) Na rede de distribuição em MT: $E_P = E_C \times (1+p_{AT/RT}) \times (1+p_{AT}) \times (1+p_{MT})$.

e) Na rede de distribuição em BT: $E_P = E_C \times (1+p_{AT/RT}) \times (1+p_{AT}) \times (1+p_{MT}) \times (1+p_{BT})$.

2 - As siglas utilizadas nas fórmulas do número anterior têm o seguinte significado:

a) E_P – energia activa a colocar na rede, por período horário.

b) E_C – energia activa de consumo dos clientes do respectivo nível de tensão, por período horário.

c) p_{MAT} e $p_{AT/RT}$ – perfis horários de perdas na rede de transporte relativos à rede MAT e à rede MAT incluindo a transformação MAT/AT, respectivamente.

d) p_{AT}, p_{MT} e p_{BT} – perfis horários de perdas nas redes de distribuição em AT, MT e BT, respectivamente.

Artigo 28.º

Ajustamento para perdas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

1 - A energia eléctrica a colocar, em cada hora, nas redes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira para abastecer o consumo dos clientes é calculada por aplicação de perfis horários de perdas aos valores de energia activa desse consumo, que converte estes valores para o referencial de produção de energia eléctrica nas redes de transporte e distribuição das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, de acordo com as seguintes fórmulas:

a) Na rede de transporte e distribuição em AT: $E_P = E_C \times (1+p_{ATi})$.

b) Na rede de transporte e distribuição em MT: $E_P = E_C \times (1+p_{ATi}) \times (1+p_{MTi})$.

2 - As siglas utilizadas nas fórmulas do número anterior têm o seguinte significado:

a) E_P – energia activa a colocar na rede, por período horário.

b) E_C – energia activa de consumo dos clientes do respectivo nível de tensão, por período horário.

c) p_{ATi} e p_{MTi} – perfis horários de perdas nas redes de transporte e distribuição em MT e AT, respectivamente, para a ilha i.

d) i – ilhas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira com rede eléctrica em MT.

Capítulo VI

Capacidade e gestão das interligações

Artigo 29.º

Disposição geral

O presente capítulo aplica-se exclusivamente a Portugal continental.

Artigo 30.º

Metodologia dos estudos para determinação da capacidade de interligação para fins comerciais

1 - O operador da rede de transporte em Portugal continental na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema deve disponibilizar informação sobre a capacidade de interligação disponível para fins comerciais, aos agentes de mercado, que pretendam importar ou exportar energia eléctrica.

2 - Para efeitos do número anterior, o operador da rede de transporte em Portugal continental deve efectuar os estudos necessários à determinação da capacidade de interligação disponível para importação e exportação que pode ser utilizada livremente para fins comerciais, referida no n.º 1, simulando diferentes cenários de produção e de consumo para os diferentes regimes de hidraulicidade e eólicos.

3 - A metodologia utilizada nos estudos previstos no número anterior deve, sempre que possível, ser acordada entre o operador da rede de transporte em Portugal continental e o seu homólogo espanhol, tendo em conta as recomendações e as regras aplicáveis na União Europeia relativas à gestão das redes interligadas.

4 - A metodologia prevista no número anterior deve referir os estudos efectuados para determinação da capacidade de interligação disponível para importação e exportação que pode ser utilizada livremente para fins comerciais para cada um dos meses do próximo ano civil, bem como os estudos de base às suas actualizações diárias.

5 - Para efeitos do presente artigo, considera-se em vigor a metodologia aprovada, à data de publicação do presente regulamento.

6 - A ERSE, por sua iniciativa ou mediante proposta do operador da rede de transporte em Portugal continental pode propor alterações à metodologia previstas no n.º 3, sempre que considere necessário.

7 - A divulgação da metodologia de determinação da capacidade de interligação disponível para importação e exportação que pode ser utilizada livremente para fins comerciais processa-se nos termos do Artigo 39.º.

Artigo 31.º

Determinação dos valores da capacidade de interligação

1 - Os estudos a efectuar pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, previstos no artigo anterior, devem evidenciar, para cada situação de rede, os seguintes valores:

a) Capacidade técnica de cada linha de interligação.

b) Valores de produção e consumo em cada nó da rede de transporte em Portugal continental.

c) Capacidade máxima da interligação, indicando os trânsitos de energia eléctrica em cada linha e o elemento da rede de transporte em Portugal continental que limita a capacidade.

d) Valores de reserva de capacidade, devidamente justificados.

e) Capacidade de interligação técnica e disponível para fins comerciais, no sentido da importação e da exportação.

f) Identificação e justificação dos principais congestionamentos previstos com impacte na capacidade de interligação.

2 - Os estudos efectuados e os valores indicativos da capacidade disponível para importação e exportação deles resultantes, relativos a cada um dos meses do próximo ano civil, devem ser realizados de forma coordenada entre o operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, e o seu homólogo espanhol, tomando em consideração a informação relevante fornecida por este.

3 - Para efeitos do número anterior, o operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, deve tomar como valores da capacidade disponível de importação e exportação que pode ser utilizada para fins comerciais os mínimos dos valores encontrados por cada operador para cada sentido de fluxo e para cada período.

4 - Os estudos efectuados e os de valores de capacidades referidos no número anterior devem ser enviados à ERSE até 30 de Novembro de cada ano.

5 - A impossibilidade de obtenção dos valores referidos no número anterior deve ser comunicada à ERSE, apresentando-se as respectivas razões.

6 - Os valores indicativos da capacidade disponível para importação e exportação de cada mês devem ser actualizados e divulgados até ao dia 15 do mês anterior, com indicação quantitativa da fiabilidade prevista.

7 - O operador da rede de transporte em Portugal continental deve actualizar e divulgar os valores da capacidade de importação e exportação disponível para fins comerciais em base horária, para a semana e para o dia seguintes.

Artigo 32.º

Divulgação dos valores da capacidade de interligação

1 - Com base nos estudos e na informação previstos no n.º 2 e n.º 3 do artigo anterior, respectivamente, o operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, deve proceder à divulgação dos valores indicativos da capacidade de interligação disponível para fins comerciais, relativos ao ano civil seguinte, e das actualizações mensais e trimestrais desses valores, referidas no n.º 5 do artigo anterior.

2 - Sem prejuízo do disposto no n.º 2 do artigo anterior, sempre que o operador da rede de transporte em Portugal continental identifique a necessidade de rever os valores da capacidade de interligação disponível para fins comerciais aprovados, deve apresentar à ERSE novo estudo, acompanhado da justificação das alterações efectuadas.

3 - A divulgação dos valores referidos nos números anteriores processa-se nos termos do Artigo 39.º.

Artigo 33.º

Gestão das interligações

1 - A gestão das interligações e a atribuição de capacidade na interligação aos agentes de mercado é efectuada, considerando os princípios estabelecidos no Regulamento CE n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho, segundo o Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, aprovado em Conselho de Reguladores do MIBEL, a 15 de Março de 2006.

2 - O mecanismo previsto no número anterior deve permitir colocar à disposição dos agentes de mercado a capacidade máxima das interligações e das redes de transporte que afectem os fluxos transfronteiriços, no respeito dos padrões de segurança do funcionamento da rede e tendo em atenção as regras e recomendações aplicáveis na União Europeia.

3 - O Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha baseia-se nos seguintes princípios:

a) Ser não discriminatório.

b) Ser baseado em mecanismos de mercado.

c) Fornecer sinais económicos eficazes aos agentes de mercado e aos operadores das redes de transporte envolvidos.

d) Resultar de mútuo acordo entre o operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, e o seu homólogo espanhol.

e) Só existir lugar a pagamento pelos direitos de utilização da capacidade no caso de a procura, em cada horizonte temporal, exceder a oferta, nos termos definidos no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

4 - O Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha assenta em dois processos complementares:

a) Atribuição de direitos físicos de capacidade através da realização de leilões explícitos de capacidade, em vários horizontes temporais anteriores ao horizonte diário.

b) Separação de mercados, em horizonte diário e intradiário, a ser implementada no caso de congestionamento na interligação.

5 - O Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha deve estabelecer os âmbitos temporais dos leilões, que não pode exceder um ano, e a distribuição de capacidade entre os diferentes processos e âmbitos temporais.

6 - A capacidade comercial de exportação e importação da interligação disponível para leilão é publicada pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, em colaboração com o seu homólogo espanhol, antes da realização de cada uma das sessões.

7 - A entrada em vigor do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha ocorre no dia 1 de Julho de 2007, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

Artigo 34.º

Leilões explícitos de capacidade

1 - A capacidade total oferecida, no processo de leilões explícitos, deve evitar que a atribuição total da capacidade dê lugar a um saldo líquido de programas na interligação que supere a capacidade prevista no correspondente sentido de fluxo e período de programação.

2 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, em conjunto com o seu homólogo espanhol, deve atribuir a capacidade de interligação em função dos preços oferecidos, começando a atribuição pela oferta de preço mais elevado, e continuando até esgotar a capacidade disponível para esse leilão.

3 - A atribuição da capacidade de interligação produz uma obrigação de pagamento firme para o agente de mercado adjudicatário que é função do preço e do volume de capacidade atribuída nos diferentes horizontes temporais, tal como se define no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha.

4 - Não existe pagamento pela atribuição de capacidade naqueles casos em que a procura seja igual ou inferior à oferta de capacidade.

5 - A capacidade adquirida pode ser posta à venda em leilões explícitos posteriores, pelos agentes de mercado adjudicatários, ou transferida para terceiros mediante acordo bilateral, devendo os agentes de mercado adjudicatários notificar a mudança de titularidade dos direitos aos operadores das redes de transporte.

6 - O titular que não notifique o uso da capacidade no prazo estabelecido no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, renuncia ao seu uso cedendo-a ao processo de Separação de Mercados, recebendo uma compensação económica conforme o disposto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 37.º.

7 - A utilização da capacidade atribuída nos leilões explícitos é notificada aos operadores das redes de transporte antes da sessão do mercado diário correspondente, nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

8 - Toda a capacidade que não for objecto de notificação no âmbito do número anterior é oferecida no processo de separação de mercados.

9 - O acerto de contas a aplicar às transacções nas interligações é efectuado pelo operador da rede de transporte em Portugal continental e deve processar-se de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, previsto no Regulamento de Relações Comerciais.

10 - Os volumes e os preços que resultem dos processos de leilões explícitos são publicados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

Artigo 35.º

Separação de mercados

1 - Antes de cada sessão do mercado diário, o operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, em coordenação com o seu homólogo espanhol, envia ao Operador de Mercado a informação relativa à capacidade disponível na interligação no sentido exportador e importador, tendo em conta o saldo resultante das capacidades atribuídas em cada um dos sentidos, para a sua consideração no processo de encontro de ofertas correspondente.

2 - A participação no processo de separação de mercados articula-se mediante a apresentação de ofertas de compra e venda de energia no mercado diário e intradiário, podendo participar neste processo todos os agentes de mercado autorizados para a compra e venda de energia nos mercados mencionados.

3 - O Operador de Mercado, na realização do encontro de ofertas do mercado diário e intradiário, deve ter em conta a capacidade comercial disponível comunicada pelos operadores das redes de transporte, garantindo em todo o instante que o saldo líquido dos programas na interligação não supere a capacidade prevista no correspondente sentido de fluxo e período de programação.

4 - As ofertas de compra e venda de energia que sejam programadas no processo de separação de mercados serão liquidadas aos preços marginais que resultem no mercado diário e intradiário para cada uma das zonas, portuguesa e espanhola, no correspondente período de programação.

5 - A liquidação do mercado diário e intradiário depois da aplicação do processo de separação de mercados dará lugar a receitas iguais ao produto, em cada hora, da diferença dos preços zonais pela capacidade de interligação efectivamente utilizada no quadro de referência do processo de separação de mercados.

6 - A capacidade associada aos direitos físicos de capacidade de interligação previamente adquiridos nos leilões explícitos, que tenha sido objecto de programação antes da sessão do mercado diário e intradiário, não será considerada para efeitos do número anterior.

7 - Os agentes de mercado que dispondo de capacidade atribuída no processo de leilões explícitos, descrito no artigo anterior, decidam renunciar ao seu uso conforme estabelecido no n.º 8 do Artigo 34.º, obtêm um direito de cobrança igual ao produto da dita capacidade pela diferença positiva entre os preços marginais horários zonais do mercado diário.

Artigo 36.º

Redução da capacidade comercial da interligação

1 - Caso a capacidade de interligação fique reduzida antes da notificação de uso referida no n.º 7 do Artigo 34.º, o operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, em colaboração com o seu homólogo espanhol, deve proceder à publicação dos novos valores da capacidade de interligação e, uma vez finalizado o prazo de notificação de uso, deve proceder, quando assim for necessário, à repartição mediante rateio proporcional da capacidade disponível entre os titulares de direitos físicos de capacidade que hajam sido atribuídos.

2 - O agente de mercado proprietário da capacidade que resulte reduzida receberá uma compensação económica valorizada tendo como base a diferença positiva existente entre o preço da zona importadora e o preço da zona exportadora, no mercado diário.

3 - Se a redução de capacidade de interligação tiver lugar após a programação de qualquer tipo de transacção, a capacidade programada será considerada firme e será garantida pelos operadores das redes de transporte mediante acções coordenadas de redespacho em ambos os sistemas, salvo em casos de força maior em que o agente de mercado proprietário da capacidade que seja reduzida receberá uma compensação económica valorizada de acordo com a média ponderada dos valores pelos quais foram leiloados os direitos referidos, nos termos definidos no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

Artigo 37.º

Receitas das rendas de congestionamentos e custos de redespacho

1 - As receitas das rendas de congestionamentos são geridas nos termos definidos no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

2 - As receitas obtidas em resultado da realização de leilões explícitos, assim como as receitas decorrentes da diferença de preços resultante da separação de mercados, devem ser destinadas prioritariamente a:

a) Compensação económica aos agentes que, dispondo de capacidade atribuída nos leilões explícitos, optem por a ceder ao mercado para que seja utilizada por outros agentes interessados.

b) Compensação económica aos agentes que, dispondo de capacidade atribuída nos leilões explícitos, não a possam utilizar devido a uma redução de capacidade na interligação posterior.

c) Compensação económica do sistema eléctrico importador no montante que resulta do produto da quantidade correspondente à redução posterior de capacidade, pela diferença de preços resultante da separação de mercados.

3 - As receitas remanescentes, devem ser repartidas equitativamente por ambos os sistemas eléctricos, devendo o operador da rede de transporte aplicar o montante recebido:

a) Nos custos causados pelos redespachos que venham a verificar-se necessários.

b) Em investimentos nas suas redes para manter ou aumentar a capacidade de interligação.

4 - Para compensar a redução de energia efectivamente transitada na interligação, o sistema exportador deve compensar o sistema importador pela energia não exportada, ao preço do sistema exportador resultante da separação de mercados.

5 - O operador da rede de transporte em Portugal continental deve enviar anualmente à ERSE, até ao dia 1 de Maio, informação sobre o montante das receitas provenientes de rendas de congestionamento referentes ao ano civil anterior, nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

Artigo 38.º

Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha

1 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, deve enviar à ERSE, para aprovação, a proposta conjunta do Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha que vier a ser acordada com o seu homólogo espanhol.

2 - A ERSE, por sua iniciativa ou mediante proposta do operador da rede de transporte em Portugal continental, pode propor alterações ao manual previsto no n.º 1, sempre que considere necessário

3 - A divulgação do Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha processa-se nos termos do Artigo 39.º.

Capítulo VII

Divulgação da informação

Artigo 39.º

Divulgação da informação sobre as redes e as interligações

1 - Os operadores das redes devem publicar e manter disponível para os interessados, nomeadamente na sua página na Internet, os documentos seguintes:

a) As condições gerais do Contrato de Uso das Redes, para os vários tipos de agentes de mercado, previstas no Artigo 11.º.

b) Os documentos com informação a prestar pelos operadores das redes, previstos no Artigo 20.º.

c) Os documentos com informação para efeitos de acesso às interligações, previstos no Artigo 21.º.

d) Os projectos de investimentos nas redes e o relatório de execução do orçamento do ano anterior, previstos no Artigo 24.º.

2 - O operador da rede de transporte em Portugal continental deve ainda publicar e manter disponível para os interessados, nomeadamente na sua página da Internet, os seguintes documentos:

a) A metodologia de determinação da capacidade de interligação disponível para importação e exportação que pode ser utilizada livremente para fins comerciais, prevista no Artigo 30.º.

b) Os valores da capacidade de interligação disponível para fins comerciais, bem como os estudos que serviram de base à sua determinação, previstos no Artigo 31.º, imediatamente após a sua determinação ou actualização.

c) O Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha previsto no Artigo 33.º.

d) O Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha previsto no Artigo 38.º.

Capítulo VIII

Garantias administrativas

Artigo 40.º

Admissibilidade de petições, queixas e denúncias

Sem prejuízo do recurso aos tribunais, as entidades interessadas podem apresentar junto da ERSE quaisquer petições, queixas ou denúncias contra acções ou omissões das entidades reguladas que intervêm no SEN, que possam constituir inobservância das regras previstas no presente regulamento e não revistam natureza contratual.

Artigo 41.º

Forma e formalidades

As petições, queixas ou denúncias, previstas no artigo anterior, são dirigidas por escrito à ERSE, devendo das mesmas constar obrigatoriamente os fundamentos de facto que as justificam, bem como, sempre que possível, os meios de prova necessários à sua instrução.

Artigo 42.º

Instrução e decisão

À instrução e decisão sobre as petições, queixas ou denúncias apresentadas aplicam-se as disposições constantes do Código do Procedimento Administrativo.

Capítulo IX
Resolução de conflitos

Artigo 43.º
Disposições gerais

1 - Os interessados podem apresentar reclamações junto da entidade com a qual se relacionam contratual ou comercialmente, sempre que considerem que os seus direitos não foram devidamente acautelados, em violação do disposto no presente regulamento e na demais legislação aplicável.

2 - As regras relativas à forma e meios de apresentação de reclamações previstas no número anterior, bem como sobre o seu tratamento, são as definidas nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço aplicável.

3 - Sem prejuízo do recurso aos tribunais, judiciais e arbitrais, nos termos da lei, se não for obtida junto da entidade do SEN com a qual se relaciona uma resposta atempada ou fundamentada ou a mesma não resolver satisfatoriamente a reclamação apresentada, os interessados podem solicitar a sua apreciação pela ERSE, individualmente ou através de organizações representativas dos seus interesses.

4 - A intervenção da ERSE deve ser solicitada por escrito, invocando os factos que motivaram a reclamação e apresentando todos os elementos de prova de que se disponha.

5 - A ERSE tem por objecto promover a resolução de conflitos através da mediação, conciliação e arbitragem voluntária.

Artigo 44.º
Arbitragem voluntária

1 - Os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual previsto no presente regulamento são sempre resolvidos através do recurso a sistemas de arbitragem voluntária, salvo se for aplicável regime jurídico especial.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, as entidades que intervêm no relacionamento comercial no âmbito do sistema eléctrico nacional podem propor aos seus clientes a inclusão no respectivo contrato de uma cláusula compromissória para a resolução dos conflitos que resultem do cumprimento de tais contratos.

3 - Ainda para efeitos do disposto no n.º 1, a ERSE pode promover, no quadro das suas competências específicas, a criação de centros de arbitragem.

4 - Enquanto tais centros de arbitragem não forem criados, a promoção do recurso ao processo de arbitragem voluntária deve considerar o previsto na legislação aplicável.

Artigo 45.º
Mediação e conciliação de conflitos

1 - A mediação e a conciliação são procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos, com carácter voluntário, cujas decisões são da responsabilidade das partes em conflito, na medida em que a solução para o conflito concreto não é imposta pela ERSE.

2 - Através da mediação e da conciliação, a ERSE pode, respectivamente, recomendar a resolução do conflito e sugerir às partes que encontrem de comum acordo uma solução para o conflito.

3 - As regras aplicáveis aos procedimentos de mediação e conciliação são as constantes do Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos aprovado pela ERSE.

4 - A intervenção da ERSE através dos procedimentos descritos no presente artigo não suspende quaisquer prazos de recurso às instâncias judiciais e outras que se mostrem competentes.

Capítulo X

Disposições finais e transitórias

Artigo 46.º

Sanções administrativas

Sem prejuízo da responsabilidade civil, criminal e contratual a que houver lugar, a infracção ao disposto no presente regulamento é cominada nos termos do regime sancionatório aplicável.

Artigo 47.º

Pareceres interpretativos da ERSE

1 - As entidades que integram os sistemas eléctricos públicos podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente regulamento.

2 - Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.

3 - As entidades que solicitaram os pareceres não estão obrigadas a seguir as orientações contidas nos mesmos, mas tal circunstância será levada em consideração no julgamento das petições, queixas ou denúncias, quando estejam em causa matérias abrangidas pelos pareceres.

4 - O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações referentes à aplicação do presente regulamento às entidades interessadas, designadamente aos consumidores.

Artigo 48.º

Norma remissiva

Aos procedimentos administrativos previstos no presente regulamento, não especificamente nele regulados, aplicam-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 49.º

Fiscalização e aplicação do regulamento

1 - A fiscalização e a aplicação do cumprimento do disposto no presente regulamento são da competência da ERSE.

2 - No âmbito da fiscalização do presente regulamento, a ERSE goza das prerrogativas que lhe são conferidas pelos seus estatutos aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, e estatutos anexos a este diploma, pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, bem como pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, e pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

Artigo 50.º

Aplicação às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

1 - O presente regulamento não se aplica às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira salvo nas disposições que não contrariem o âmbito da derrogação que lhes foi concedida pela União Europeia através da Decisão da Comissão n.º 2004/920/CE, de 20 de Dezembro, e da Decisão da Comissão n.º 2006/375/CE, de 23 de Maio.

2 - O estabelecido no número anterior não prejudica o dever de prestação de informação previsto no presente regulamento, nomeadamente no Capítulo III, Capítulo IV, Capítulo V e Capítulo VII.

Artigo 51.º

Entrada em vigor

O presente regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

204976044